CANMET

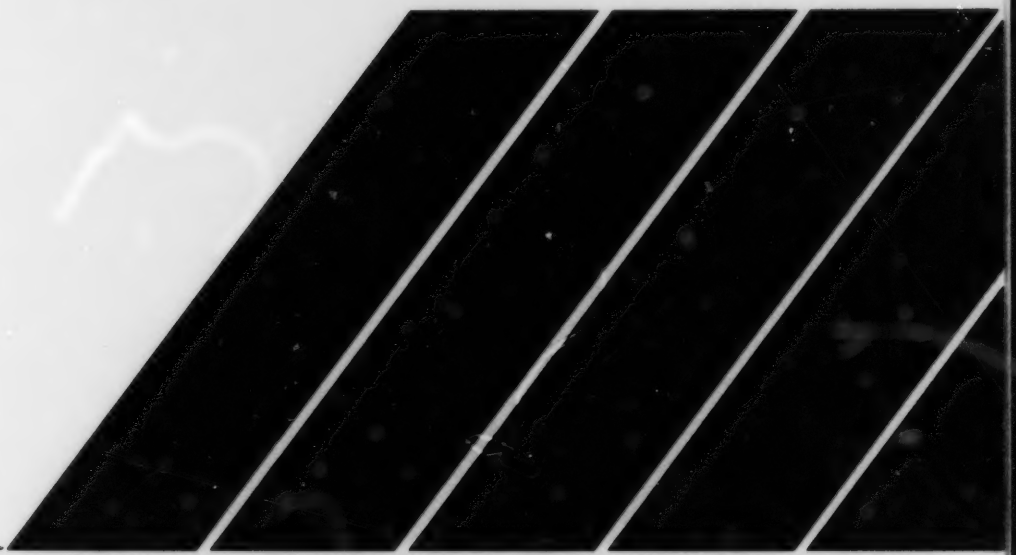
Canada Centre for Mineral and Energy Technology

Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie

Efficiency and Alternative Energy Technology Branch

Direction de la technologie de l'efficacité énergétique et des énergies de remplacement

SYSTEME DE CHAUFFAGE SOLAIRE POUR LE MAINTIEN HORS-GEL D'ABRIS TECHNIQUES EN REGIONS NORDIQUES AU QUEBEC



Energy, Mines and Resources Canada
Énergie, Mines et Ressources Canada

Canada

THE ENERGY OF OUR RESOURCES · THE POWER OF OUR IDEAS

L'ENERGIE DE NOS RESSOURCES · NOTRE FORCE CREATRICE

SYSTEME DE CHAUFFAGE SOLAIRE POUR LE MAINTIEN HORS-GEL D'ABRIS TECHNIQUES EN REGIONS NORDIQUES AU QUEBEC

PRÉPARÉ POUR :

Direction de la technologie de l'efficacité énergétique
et des énergies de remplacement
Énergie, Mines et Ressources Canada
Contrat MAS N° 23440-0-9470
Ottawa (Ontario)
Mars 1991

PRÉPARÉ PAR :

Fournelle Energie Technologie inc.
4343 Hochelaga
Montréal (Québec) H1V 1C3

AUTORITÉ SCIENTIFIQUE :

Jimmy Royer
Direction de la technologie de l'efficacité
énergétique et des énergies de remplacement
Énergie, Mines et Ressources Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4

74 pp

MICROMEDIA

92-06733/

CITATION

Fournelle Energie Technologie Inc. *Système de chauffage solaire pour le maintien hors-gel d'abris techniques en regions nordiques au Québec.* Dossier MAS n° 23440-0-9470. Direction de la technologie de l'efficacité énergétique et des énergies de remplacement, Énergie, Mines et Ressources Canada, Ottawa (Ontario), 1991. (74 pp.)

Pour obtenir des exemplaires du présent rapport s'adresser à la :

Direction de la technologie de l'efficacité énergétique et des énergies de remplacement
Énergie, Mines et Ressources Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

ou

Division de la bibliothèque et des services de documentation
CANMET
Énergie, Mines et Ressources Canada
562, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0G1

NOTE

Le présent rapport est diffusé à titre documentaire uniquement. Il ne traduit pas nécessairement l'opinion du gouvernement du Canada et ne constitue pas une recommendation d'aucun produit commercial ou d'aucune personne. Ni le Canada, ni ses ministres, agents, employés ou mandataires ne donnent de garantie à l'égard du présent rapport et n'assument aucune responsabilité liée au présent rapport.

Ce projet a été financé à une contribution du Bureau de recherche et développement énergétiques d'Énergie, Mines et Ressources Canada.

© Ministère des approvisionnements et Services Canada 1992
N° de catalogue M91-7/174-1992F
ISBN 0-662-97469-7

- CONTENU DU RAPPORT -

Première partie:

Situation du projet et résumé de l'ensemble des activités.
(Communication SESCI 91, en langue anglaise).

Deuxième partie:

Description du système et de son fonctionnement.
Performances obtenues pendant l'hiver 1990-91.

Troisième partie:

Description détaillée du convertisseur de puissance CC/CC conçu et réalisé.

Quatrième partie:

Manuel d'installation des premières unités vendues à Hydro-Québec.

Première partie:

Situation du projet et résumé de l'ensemble des activités.
(Communication SESCI 91, en langue anglaise).

17th Annual Conference of the
Solar Energy Society of Canada Inc.
SESCI 91
Toronto, June 24-26, 1991

Solar space heating in the North of Canada. Presentation of a prototype technical shelter heated by heat pipe evacuated tube solar collectors, installed at LG2, James Bay.

Pierre Hosatte, Normand Vallières,

Fournelle Energie Technologie inc.,
4343 Hochelaga, Montréal, Québec, H1V 1C3, Canada.
Phone: (1) 514 - 251 0396 Fax: (1) 514 - 251 0398

ABSTRACT:

This paper presents a technical study of the feasibility of solar space heating of technical shelters in northern remote areas. This work started in 1988, under a request from Hydro-Québec, as the heating of these hard-to-reach shelters is problematic and expensive. A first prototype was developed and tested, using a thermosyphon to collect the solar energy in a reservoir of spherical nodules filled up with phase change materials. Solar collectors are heat pipe evacuated tubes (FET-361) from Fournelle. Results showed overheating problems and the need for a larger thermal storage. A second prototype has been redesigned, using the ROOM subprogram of WATSUN 11.3. The design uses a drain-back configuration; collection of solar energy is insured by circulators directly connected to photovoltaic panels; the thermal reservoir is filled up with an ester with a phase change temperature of 21°C, directly in contact with the surroundings. The results obtained in real conditions at LG2, James Bay show that 42 solar collectors FET-361, associated with a storage capacity of about 70 MJ, insure heating above the freezing point of about 3 m^3 useful space with an overall heat loss factor of about 3 W/°C with a large safety factor.

1. ORIGINS OF THE PROJECT:

1.1 A need from Hydro-Québec:

Hydro-Québec manages a large number of reservoirs in addition to its generating, transmission and distribution facilities. Hydrological and meteorological data from remote reservoirs have a strong impact on the power system's operation and planning. Data acquisition is therefore required from those remote areas and sophisticated equipment including satellite transmission has to remain, all year round, operational with a minimal maintenance .[1]

To protect this equipment, Hydro-Québec is using shelters generally made of single-shell fiberglass, 1.8m x 2.4m x 2.4m. This type of shelter is easily transportable by helicopter into hard-to-reach sites. The inside of the shelter is maintained at a minimum temperature of 8°C by a catalytic propane heating system. A typical shelter requires 2 propane tanks of 100 lbs per year. Due to safety regulations, the replacement of one of these tanks involves 4 helicopter trips to the site, as no passenger is allowed on board while transportation of such material hooked on a cable. Considering the cost of an hour of transportation by helicopter, plus the manpower cost in remote areas, savings of several thousands $ per year can be expected from a 100% autonomous system. In addition, the presence of a propane burner inside the closed space of the shelter represents potential hazards of explosion or asphyxiation, as workers may have to spend more than 24h in the shelter during bad weather conditions. That is the reason why unions are also pushing for an alternative solution.

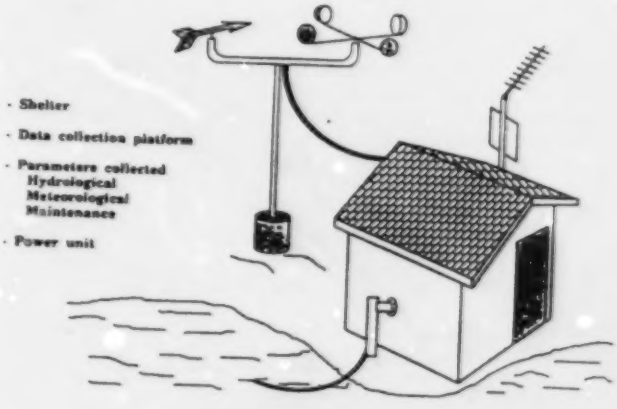


Figure 1: Hydro-Québec shelter

1.2 An opportunity for Fournelle:

The challenge provided an opportunity for Fournelle Energie Technologie to evaluate the performance of heat-pipe evacuated tubes in extreme climatic conditions, as well as to develop expertise in fully autonomous systems. A quick overview of the situation shows that there is a potential market for similar shelters in the Telecommunications industry, Environment Canada, the Canadian Forces, etc. In addition, it could be of interest to evaluate the cost

effectiveness of such a system associated to photovoltaic power stations using storage batteries, as the performance of these last ones will be increased by milder operational temperatures.

2. THE SOLAR COLLECTORS:

Heat pipe evacuated tube solar collectors are used. In both prototypes tested, the absorber is placed in a vertical plane, facing South, to maximise winter gains at latitudes higher than 50°, and to reduce overheating during summer. Collection of the ground reflectance is increased, as the collector will often face a wide stretch of frozen lake. In addition, snow accumulation and bulk dimensions are reduced. A diameter of 65mm, and adjacent centers spaced by 85mm, reduce wind drag, snow accumulation and avoid ice damage. The active length of a FET-361 is 1.56m so that the aperture and absorber areas of a 14 tube module (EER-140) are respectively 1.86 m^2 and 1.27 m^2. Selective coating is made of black cobalt on both sides of a copper plated fin (abs.=0.92 at air mass 2, emiss.<0.06 at 90°C).

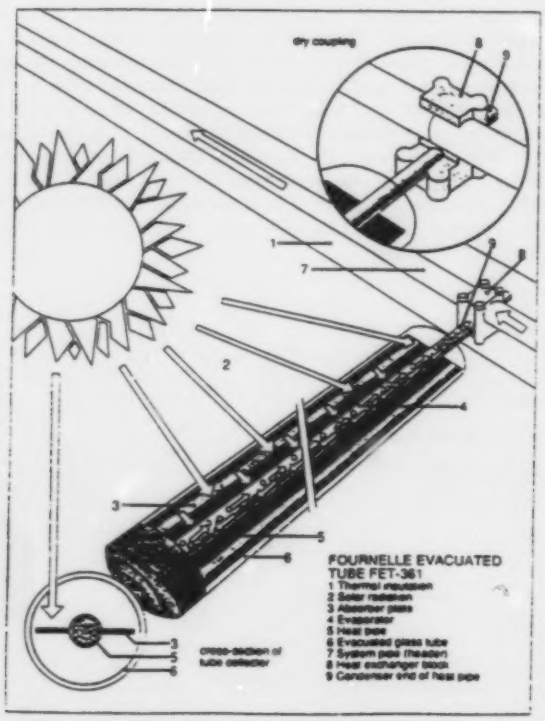


Figure 2:

The efficiency of a EER-140 module, according to CSA Standard F378-M1987, based on its aperture area, a flowrate of 0.08 l/s of 60/40 water/glycol, a fluid inlet temp. T_i, an ambient temp. T_a, and a radiation intensity I, (W/m^2) is given by:

$$0.6374-0.001(T_i-T_a)-0.50244(T_i-T_a)/I-0.00663(T_i-T_a)^2/I$$

Vertical and horizontal incidence angle modifiers of EER-140 at 0, 30, 45, 60, and 90° are respectively: 1, .97, .97, .97, 0 and 1, 1.04, 1.09, 1.13, 0.01. To face the very cold temperatures, the header box thermal insulation has been reinforced by 25mm of polyurethane foam with two aluminum foils, and all the external piping is integrated in this same insulated box.

3. FIRST EXPERIENCE, WINTER 1988-89:

3.1 General:

A first experience has been carried out in 1988, with the financial participation of the provincial Department of Energy and Resources of Québec. The main objective was to evaluate the feasibility of such a system, improving the performances of the collector and the subsystem in unknown conditions. The design had to define a compromise between the size of the collector area and the thermal storage, to face 100% of the thermal losses of a standard shelter of 10 m^3. The restraints of the design included a very high level of reliability, a light weight to allow transportation by air, the easy integration to existing shelters, and the cost. This led to the conclusion that the collector size should not exceed 6 m^2, and the volume occupied by the storage and the subsystem, 1m^3.

3.2 Design of the system:

As a 100% autonomous system had to be designed, a forced circulation solar loop could be realized only through the use of a photovoltaic system. The use of controllers to operate a solar loop with a PV-powered pump, did appear at that time unknown and complicated, and consequently not reliable. The solution of a thermosyphon to collect the solar energy appeared to be more promising. Indeed, a thermosyphon always adjusts itself to the incident energy, in relation with the storage temperature, and the viscosity of the thermal fluid which can be very high during cold weather.

The system was built as follows:

-2 collectors of 21 FET-361 (equiv. of 3 EER140) were connected independantly on 2 thermosyphon loops including 2 reservoirs of about 250 l. The collectors, (aperture area 5.6 m^2) were placed with the header installed in side-arm, parallel to and at the level of the tanks which were installed behind the south wall of the shelter. The header was tilted at 20° to the vertical to allow the operation of the heat-pipe. (ref Figure 4)

-The thermal fluid used was a 40/60 mixture of water/industrial ethylen glycol. The use of a side arm thermosyphon was made possible even with the reverse thermosyphon effect which occurs in no-sun conditions. Moreover, this phenomenon was used to avoid the antifreeze mixture to become to thick (pressure drop problems in the external piping related to high viscosity) (2). Thanks to the thermal diode effect of the gravity-assisted heat-pipe of the collector, this strategy did not induce significant heat losses, as the heat pipe transfers heat only from the absorber to the condenser at the top of the tube. The cycle cannot be reversed as the

condensed water remains in the lowest part of the heat-pipe at rest.

-The thermal fluid represented about 1/3 of the storage volume and naturally circulated both in the solar loop and in the reservoir, around spherical nodules of polyethylen containing an inorganic mixture based on hydrate of $CaCl_2$. These spheres, supplied from the firma Cristopia in France, were an interesting way of shipping, installing and exchanging heat with a phase change material (PCM) whose phase change temperature and latent heat were respectively 27°C and 160 MJ per overall m^3. The two insulated (5cm fiberglass) reservoirs represented together an overall volume of 500l and about 340l of PCM. The heat capacity of the system, between 10 and 40°C, including sensible heat of all materials involved, was consequently of about 200 MJ.

-Energy stored was distributed conventionally as in a hydronic space heating system: a thermosat set at 7°C controlled a 3W-12VDC-pump from LAING which forced the circulation through a conventional fin tube installed within the cabin. A 90 Ah capacity battery was charged by a 100 Wp photovoltaic system.

-As a thermosyphon loop is collecting energy on a year round basis, provision had to be taken to evacuate excess heat during summer. This was insured by two thermostats: one activated a second similar pump when the temperature in the reservoir exceeded 60°C, another maintained the inside air temperaure below 35°C and activated a DC fan which was connected to an exhaust air duct. The components of that heat evacuating system where taken from standard car heating/ventilation devices.

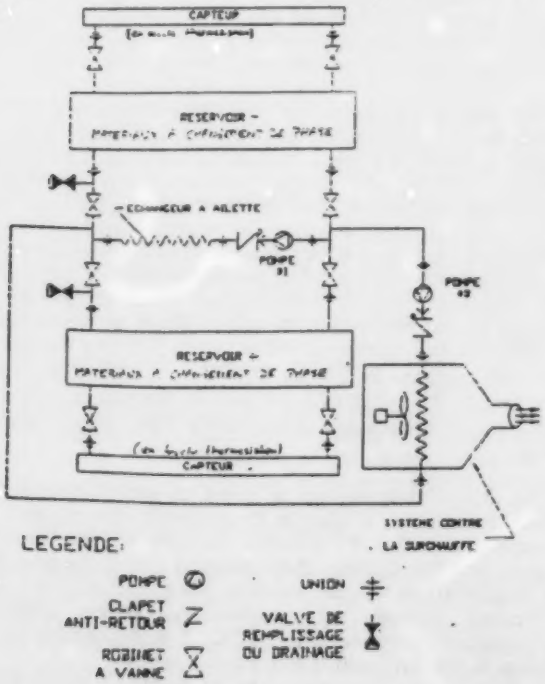


Figure 3: Schematic diagram of the first prototype.

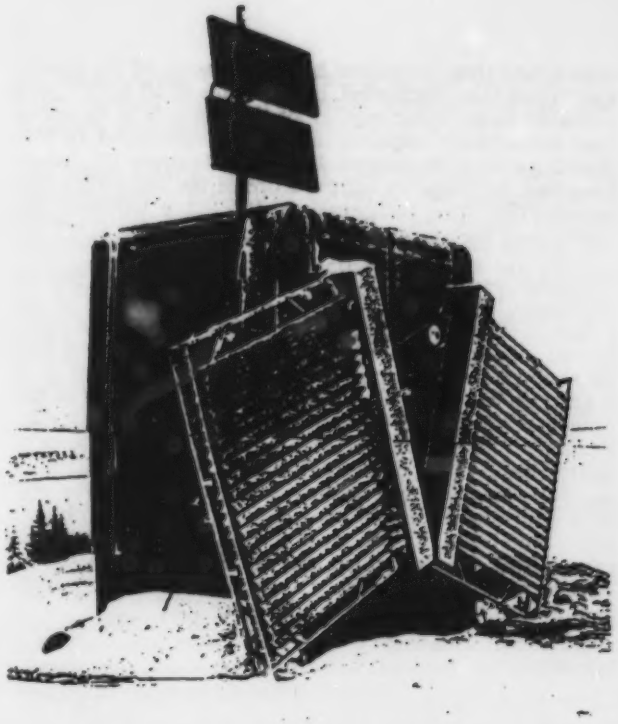


Figure 4: View of the first protoype installed at LG2, James Bay, Fall 1988-Summer 1990

-The shelter insulation was reinforced by 2.5cm polyurethane inside the existing walls, and two ventilation opening were supposed to give a replacement rate of air of about 15%/h. Overall heat loss factor of the shelter was estimated at 8W/°C.

3.3 Climatic data :

The system described before was evaluated, using the SYPHON program (3). Energy balance showed that the system was just sized to insure an average temperature above the freezing point. Available weather data were those of Poste-la-Baleine, and Lake Eon, giving among other datas, the global horizontal solar radiation which needed to be calculated in a vertical plane, taking into account the snow and the relative high latitude.

3.4 Results obtained:

The three worst months were November, December and January, in terms of ratio solar energy available/heating load.

Table 1 :

Month	November 88	December 88	January 89
$T_{outdoor}$ °C	-3.5	-18.0	-24.0
T_{indoor} °C	+8.0	-4.0	0.0
Storage contribution (MJ)	197	0	0
Solar gains (MJ)	100	326	642
System efficiency	13%	24%	35%

Results of Table 1 have been obtained by calculating the energy balance at the end of each month. It has been

determined that the actual heat loss factor of the shelter was higher than estimated, in the range of 10 W/°C, due probably to the poor quality of the door. It is to notice that the storage capacity has been consumed in less than 3 weeks in November. Up to the January 15., latent heat was not used as temperature of the reservoirs was below 27°C. The temperature difference between the shelter and the storage was continuously about 10°C.

The poor performances observed in November can be explained by climatic factors. At the beginning of the winter, before the large reservoirs created by the dams freeze, a micro climate is artificially created: when cold air encounters the humidity of the lakes, frequent icing fog occurs which affects the solar radiation as well as the optical efficiency of the collector in the following day. Results obtained from the 15. January for the balance of winter were very positive (Figure 5). On the reliability point of view, the system in the heating mode was still fully operational in October 1990, but some problems were registered in the system for the evacuation of excess heat. It is to notice that the system was used as soon as the mid-February. A second phase of the project has been initiated, following these results.

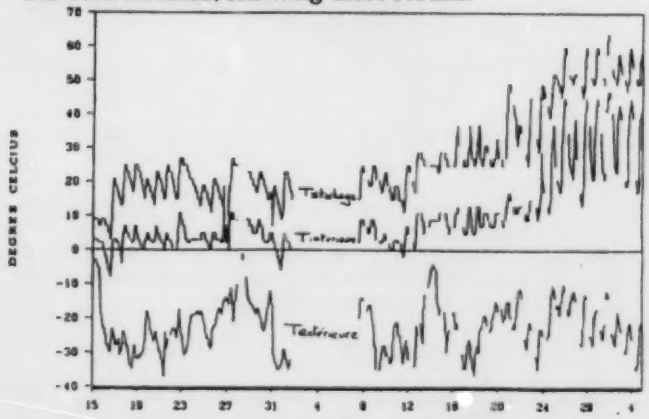


Figure 5: Monitored data (15 Jan.-5 March 1989)

4. SECOND PROTOTYPE, WINTER 1990-91:

4.1 General:

The conclusions of the first experience led to a complete redesign of the system. The storage capicity was too small regarding to the heating load, while dimensionning of the collector area did appear to be adequate. As the evacuation of excess heat was problematic, the thermosyphon solar loop design has been replaced by a drain-back design which allows to stop the collection of solar energy when desired. The new design, incorporating a solar loop with circulators directly connected to photovoltaic panels, could be develop and experimented in the frame of a study financed by Energy, Mines and Resources, Canada (4).

4.2 Design of the system:

Figure 6 gives the schematic of the new prorotype, while figure 7 gives a view during its installation, in October 1990. Major changes have been made, especially on the shelter itself, and on the collector loop.

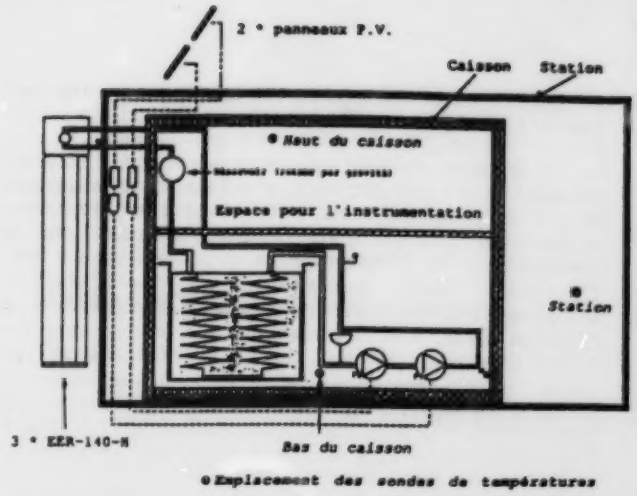


Figure 6: Schematic diagram of the second prototype.

4.2.1 The collector loop:

It uses the same type of collectors and thermal fluid as in the first prototype; outside piping is reduced to the maximum, and integrated in the header box of the collector. The manifold has been chosen in a material able to withstand extended periods of time above 200°C; it is placed at the highest level of the loop (see figures 6&7), but only a few centimeters above the drain-back reservoir placed inside the shelter, in such a manner that all the external piping can be drained. The advantages of that design are the followings:

- In no sun conditions, and during cold weather, all the antifreeze mixture remains inside the heated shelter so that its viscosity remains low. At morning, the thermal capacitance of that fluid entering the 25mm external piping is quite high compared to the capacitance of the pipe itself, so that pressure drop remains very low.

- The last point added to the little difference in level between the manifold and the drain-back reservoir allows the use of a low pressure head circulator directly powered by a PV-panels, without any battery or additional controller. The present prototype uses two 12V-7.5W Hartell/Panasonic pumps independantly connected each to a 45Wp panel. This overdesign allows us to insure a high level of reliability to our consumer. The system remains operational even if one of the pumps is completely out of order. Even in these failure conditions, the threshold value for circulating the fluid in the loop remains as low as 150 W/m^2, with a maximum flow rate in the range of 1.1 l/mn. In normal operation, at 20°C, those values are respectively 100 W/m^2 and 2.3 l/mn.

- The drain-back design is used to avoid overheating. When necessary, a simple thermostat disconnects the pumps from the PV-panel. Thanks to the material chosen and the thermal fluid drained out of the manifold, no degradation of the system may occur, even after extended periods of stagnation. When manifold temperature is higher than 120°C, it is impossible for the system to restart until it has cooled down.

The rest of the loop consists in about 3 m of ∅2mm tubing plus 8m of heat-exchanger coil of 18mm.

Figure 7: Second prototype under installation. October 1990.

4.2.2 Storage design and modifications to the shelter:

The conclusion of the results obtained on the first prototype were that the storage size needed to be adapted to the load. Because of the restraints in weight due to the transportation by helicopter, it was not possible to increase at reasonable cost the storage size. All the system should be transportable in elements of less than 500 kg. Meanwhile, to increase the reliability of the transportation, Hydro-Québec modified the design of its shelters: they are now manufactured in a kit of independants panels which are assembled together on the site. In the frame of these modifications, we agreed upon a reduction of the volume to be heated.

The instrumentation will now be configured in a room, with its own insulation, placed inside the shelter. To experiment this new configuration, we developed the design shown in figure 6. The evaluation of the design was made possible by the use of ROOM, a space heating model that the WATSUN Laboratory developed upon our request in the version 11.3 of their software(5). The reduction of the load did authorize us to limit the storage to a volume of 400 l, and consequently to a weight of less than 500 kg. A simplification of the design relies on the direct exchange of a phase change material with the space to be heated, the constant phase change temperature acting as a thermostat.

The storage was insured by a PCM which was purchased in bulk on the local market, at a cost of about 3. 00 $/kg; its trade name is EMEREST 2326. It has been prefered to more conventional paraffins such as the Hexadécane C 16, giving a latent heat of 236 kJ/kg but costing more than 10. 00 $/kg. It is essentially a non toxic organic mixture of esters: 49% butyl stearate and 48% butyl palmitate. It is used in the cosmetic industry as a base for moisturizing creams. Testing of that material has been carried out at Fournelle Energie Technologie facilities, including a cold chamber up to -35°C.

The main characteristics of that material have been experimentally measured to verify the approximative data found in the litterature: The phase change temperature is 21.6 °C, the latent heat 140 kJ/kg, the density .85. The heat conductivities of the two phases have not been directly redetermined, (the data available give respectively for the liquid and the solid phases 0.221 and 0.207 W/m.°C) but experimental determination of the heat exchange rate between the material and the surroundings was carried out. A major characteristic of the material which could be problematic has been identified,: during the solidification, the material shrinks and comes off the inner wall of the container, resulting in a dramatic increase of the heat resistance of the interface. This problem is less important in the exchange between the coil and the PCM, as a film of melted fluid occurs as soon as heat is injected in the tank. To avoid undesirable decrease of performance during the storage discharge, it was decided to rely essentially on the upper free surface of the PCM to insure the heat exchange with the surroundings. Laboratory measurements have shown that the average value of the heat exchange rate was in the range of 2.5 to 9 $W/m^2.°C$.

The technical room is about 1.8m x 0.8m x 2.1m, insulated by 10 cm of polycyanurate, giving an overall heat loss coefficient of about 2 W/°C. Calculation, using an energy flow balance, for an outside temperature of -30°C, gives an average temperature inside the room between 13°C and 18°C, between the beginning and the end of the solidification process.

4.3 Results obtained:

The figure 6 gives the location of the temperature probes used in the monitoring by satellite. The results obtained for the period between October 16., 1990 and March 31.,1991, are illustrated in the figure 8. It gives the daily average temperature at each location.

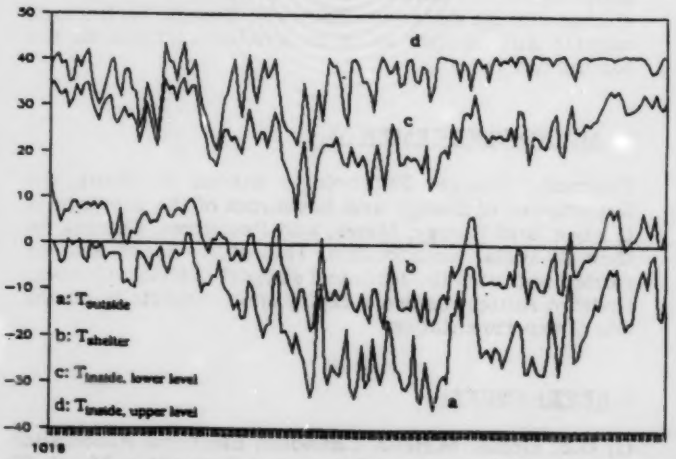


Figure 8: Monitored temperature results between October 16.1990 and March 31.1991

At the upper level, where the instrumentation to be protected against freezing will be placed, the minimum

daily average temperature registered was 20°C, and the hourly minimum registered was 16°C. At the floor level, these values were respectively 5°C and 1°C. The performance criteria to be encountered have been more than fulfilled.

5. CONCLUSIONS:

Taking into consideration the results obtained, a reasonable safety factor has been observed. Hydro-Québec will buy in 1991 four similar systems as the second prototype, to be installed on four operational shelters. The results obtained allows the engineering studies to simplify some specifications or to observe special demand of the end-user in order to allow, for example, an easier access to the inside of the room, or to observe Standard rules. The results obtained allows Hydro-Québec to offer safer working conditions to its workers. The possibility of using the system as an emergency device is even considered: when workers will have to stay overnight in the shelter, due, for example, to impossibilities for the helicopter to bring them back, they will be able to stay within the shelter and let the doors of the room open, being heated without any danger.

This study showed that interesting performances could be expected from water heat-pipe vacuum tubes collectors, in severe climatic conditions, at latitudes in the range of 55°, and for special space-heating purposes. The reliability of the system has been proven to be excellent. It is important to notice that the collectors tested in the second prototype were exactly the same as those used in the first protoype. Only one tube has been replaced. The performances measured on the second prototype were obtained with collectors which were more than three years old, which spent 2 complete winters under operation, and 2 complete summers in stagnation mode.

The project gave also to Fournelle Energie Technologie the opportunity to acquire more know-how on the direct coupling of circulators to PV panels, and on phase change storage materials. Fournelle Energie Technologie expects substantive sales of similar systems in the coming two years.

6. ACKNOWLEDGEMENTS:

Fournelle Energie Technologie wishes to thank the Department of Energy and Resources of the province of Québec, and Energy, Mines, and Resources, Canada for their financial contribution. This study could also be carried out with the technical support of Hydro-Québec, Division Automatismes d'exploitation, especially on the site of experimentation.

7.REFERENCES:

(1) G.St-Denis, M.Hétu, Canadian Electrical Asoociation, Telecommunication and Telecontrol Committee, March 89

(2) EMR/DSS Contract 069.SZ-23216-8-9019/01-SZ, March 90, Development and testing of a direct thermosyphon solar water heater.

(3) SYPHON 3.0, January 87, Enermodal Eng. Ltd., Waterloo, Ontario.

(4) EMR/DSS Ongoing contract 069.SZ-23440-0-9470/01-SZ, Direct coupling of photovoltaic panels to circulating pumps.

(5) WATSUN 11.3, Watsun Simulation Laboratory, University of Waterloo, Ontario.

Deuxième partie:

Description du système et de son fonctionnement.
Performances obtenues pendant l'hiver 1990-91.

Description du système et de son fonctionnement:

Système solaire autonome de type à retour par gravité.

Fonctionnement du système.
Description du systéme: Schéma de plomberie
Schéma électrique.

Performances obtenues pendant l'hiver 1990-91: (15 octobre 1990 - 31 mars 1991)

FONCTIONNEMENT DU SYSTEME

Ce système de chauffage par énergie solaire se compose de quatre éléments distincts:

1. Les panneaux photovoltaïques assurent l'alimentation électrique aux pompes lorsqu'il y a suffisamment d'énergie solaire disponible.

2. Les capteurs solaires transforment l'énergie solaire en énergie thermique.

3. La boucle de circulation du fluide caloporteur permet le transfert de l'énergie thermique des capteurs vers le réservoir de stockage.

4. Le réservoir permet d'emmagasiner l'énergie et de la restituer à l'intérieur du caisson.

Veuillez consulter le chapitre intitulé Conception du système afin d'identifier les principales composantes du système de chauffage et d'en comprendre le fonctionnement.

Les panneaux photovoltaïques

Le système comporte deux panneaux photovoltaïques. Chacun peut fournir une puissance maximale de 45 W. Chaque panneau photovoltaïque alimente sa propre pompe circulatrice à partir de son circuit électrique. Les circuits électriques sont donc indépendants afin d'assurer une plus grande fiabilité du système. En effet, si jamais un bris survient au niveau d'un panneau photovoltaïque, d'une pompe ou d'une simple connexion électrique, l'autre circuit pourra seul assurer le fonctionnement normal du système au complet.

Les capteurs solaires

Le système dispose de trois capteurs de 14 tubes montés en série. Ils sont orientés plein sud et disposés verticalement afin de maximiser la captation

d'énergie durant les mois d'hiver et de diminuer les effets de la stagnation en été.

La boucle de circulation

La boucle de circulation est de type à retour par gravité. Quand la pompe s'arrête, le fluide caloporteur est drainé dans un contenant tampon. Ainsi, le fluide est protégé contre la dégradation causée par la surchauffe qui pourrait survenir advenant l'arrêt du système, lorsque les capteurs sont en plein soleil (stagnation des capteurs).

Comme nous l'avons vu, la circulation du fluide caloporteur s'effectue au moyen de deux pompes placées en série. Chaque pompe est alimentée par un panneau photovoltaïque. En période d'ensoleillement direct, indirect ou diffus, les capteurs solaires transforment l'énergie solaire en énergie thermique. L'énergie thermique est ensuite transmise à un tuyau collecteur situé à l'extrémité supérieure des capteurs. Le fluide caloporteur, poussé par les pompes, circule dans la boucle solaire et traverse le tuyau collecteur où il absorbe l'énergie. La boucle est complétée lorsque le fluide revient dans le serpentin qui est immergé dans le réservoir de stockage où il y transfère sa chaleur.

Les pompes utilisées sont protégées contre le survoltage et ne nécessitent qu'une très petite puissance de démarrage. Leur durée de vie est estimée à 30 000 heures, ce qui correspond à 12 ans pour une utilisation normale du système présenté ici.

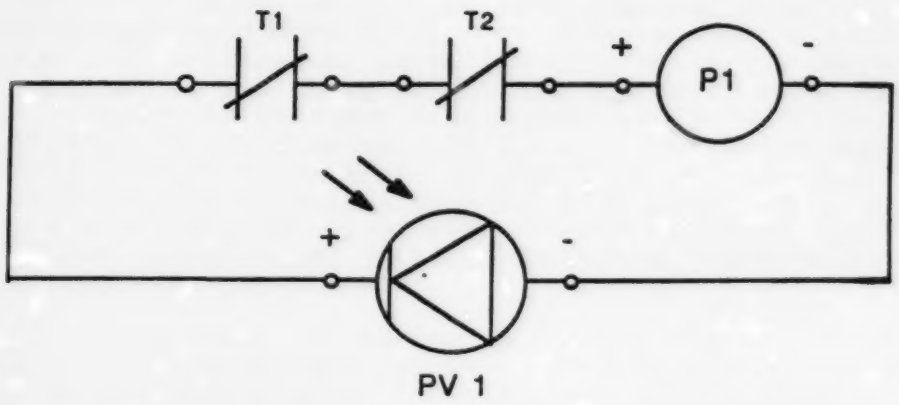
Un thermostat désaccouple le panneau photovoltaïque de la pompe lorsque la température maximale a été atteinte dans le caisson. Une protection similaire empêche le système de redémarrer si la température des capteurs dépassent 120°C. Ceci est valable pour les deux circuits électriques. Consultez le schéma électrique pour les détails.

Le réservoir de stockage et la distribution de chaleur dans le caisson

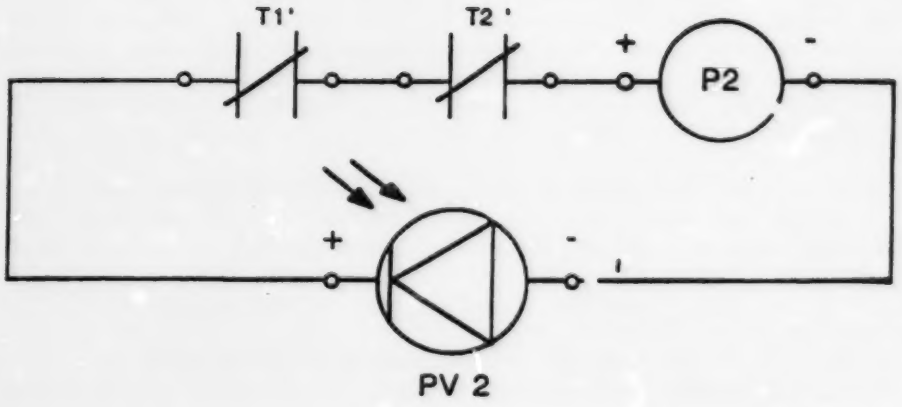
Afin de réduire au minimum le volume de stockage tout en emmagasinant le maximum d'énergie captée par la boucle solaire, nous utilisons un matériau à changement de phase (EMEREST 2326). Ce produit a la particularité de stocker une grande quantité de chaleur à une température de 22°C. La chaleur emmagasinée dans le réservoir est restituée au caisson par convection naturelle, aucune pompe n'est donc nécessaire. La température du caisson devrait se maintenir à une température voisine de celle du réservoir.

Schémas électriques

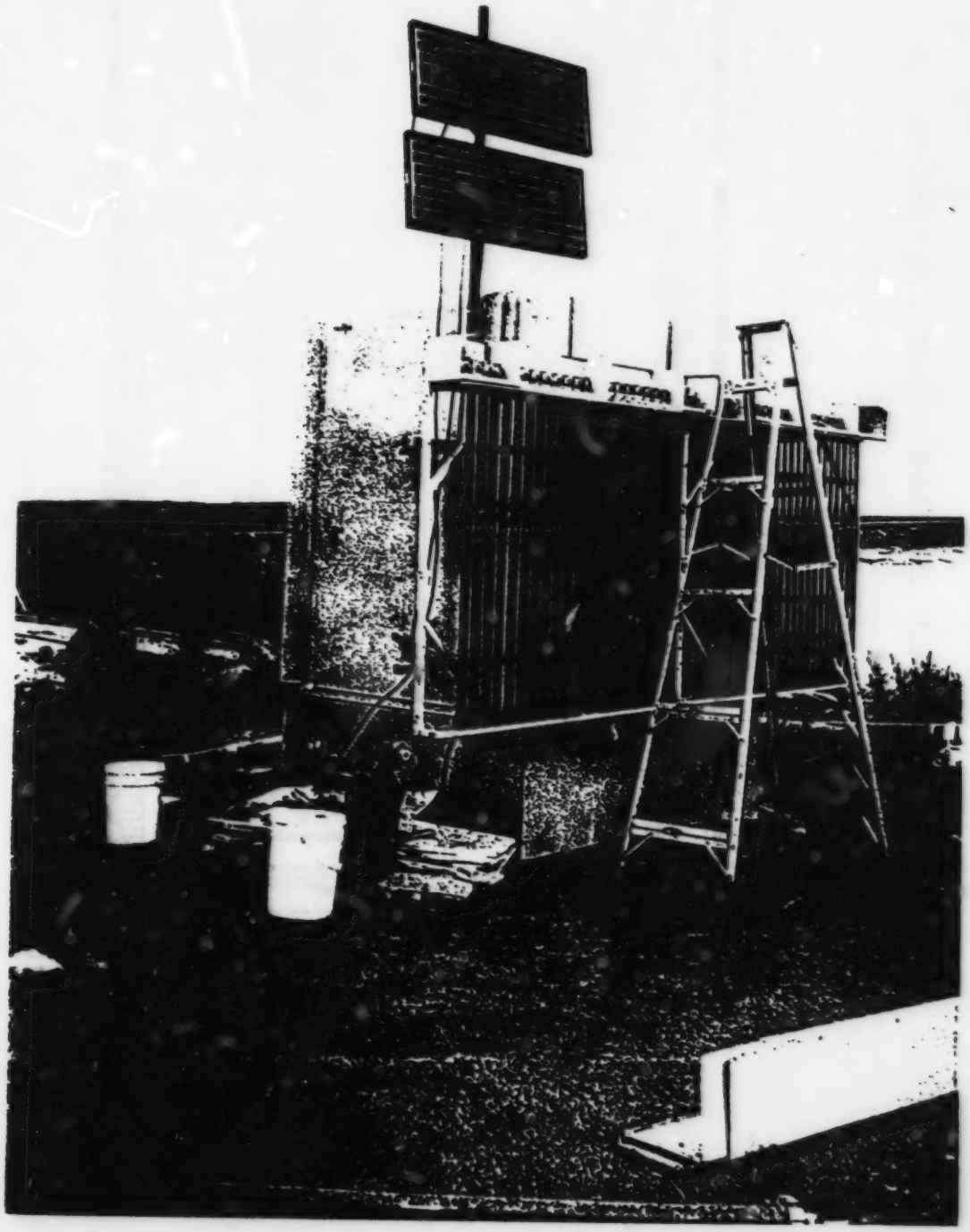
Système 1:



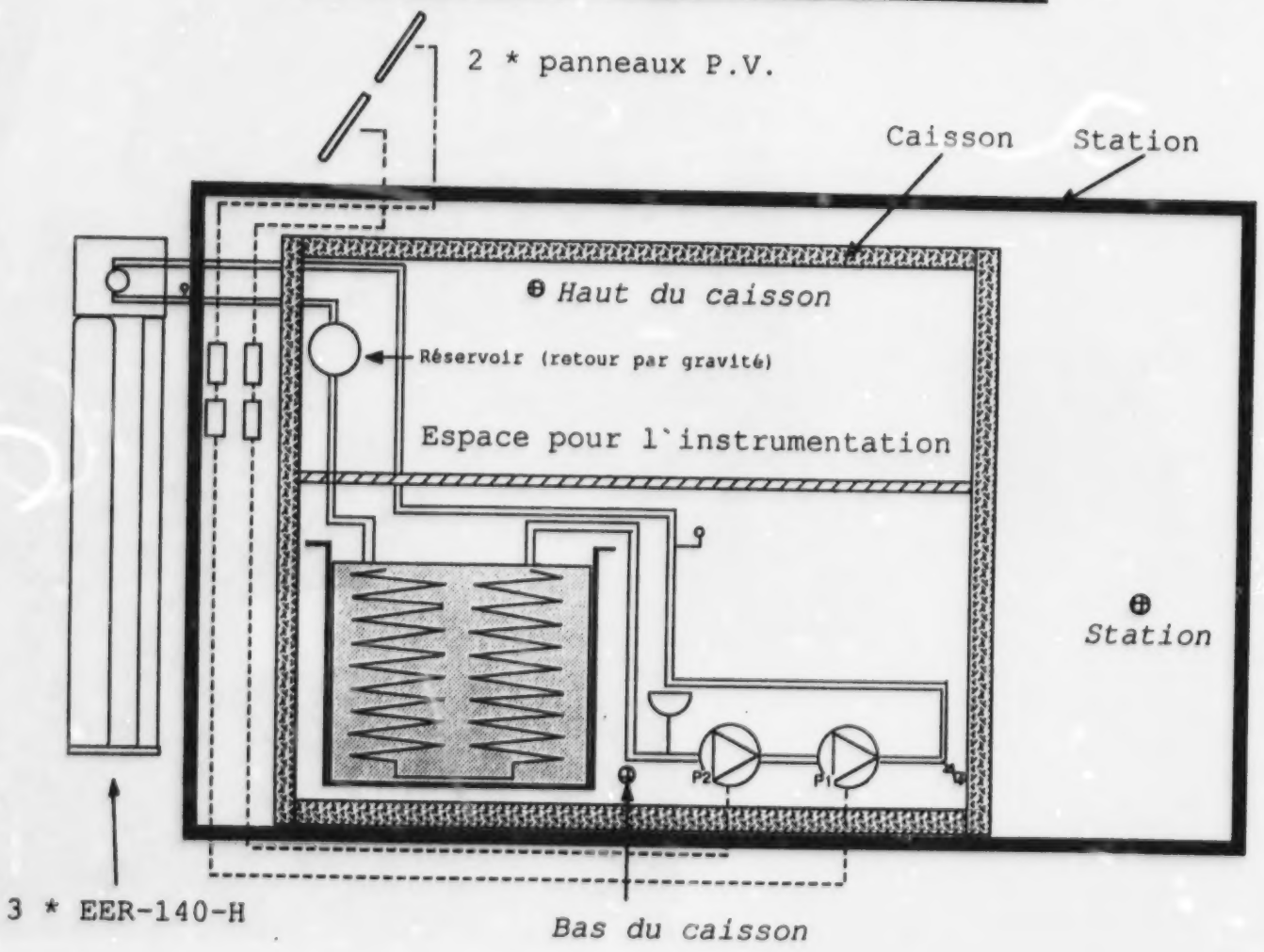
Système 2:



P1 - P2: pompes Hartell CP-3B-12HE
PV 1 - PV 2: panneaux photovoltaïques
T1 - T1 ': thermostats (contact ouvre si la température du caisson dépasse 35°C).
T2 - T2 ': thermostats bi-métalliques (contact ouvre si la température des capteurs dépasse 120°C).



REPRESENTATION SCHEMATIQUE DU SYSTEME



θ *Emplacement des sondes de températures*

MOYENNES ET ECART-TYPES DES TEMPERATURES QUOTIDIENNES

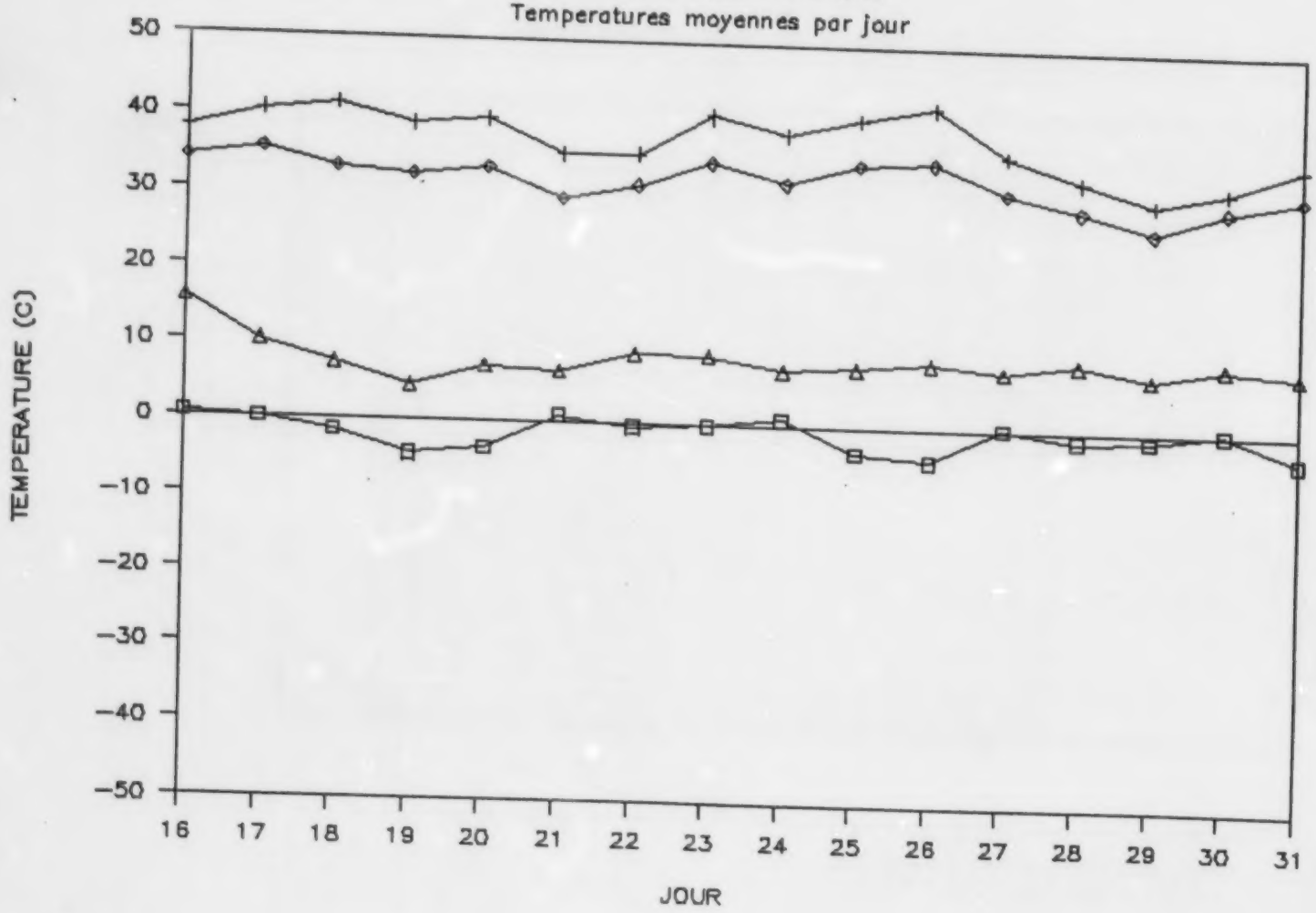
Jour	Moyenne des temperatures				Ecart-type des temperature			
	ext	cah	cab	b2	ext	cah	cab	b2
OCT16	0.45	37.95	34.12	15.71	0.63	0.87	1.30	4.94
OCT17	-0.10	40.35	35.31	10.06	1.45	4.17	3.53	1.60
OCT18	-1.65	41.29	33.02	7.25	0.95	1.97	2.55	1.99
OCT19	-4.54	38.85	32.29	4.42	1.34	3.31	3.55	1.13
OCT20	-3.65	39.69	33.27	7.08	1.20	1.18	0.99	1.37
OCT21	0.77	35.27	29.44	6.58	1.52	1.52	1.00	1.75
OCT22	-0.52	35.46	31.33	9.06	1.50	4.14	3.83	0.75
OCT23	-0.15	40.67	34.50	8.98	1.26	1.91	1.86	1.33
OCT24	0.85	38.29	31.92	7.27	0.84	1.74	0.76	1.19
OCT25	-3.42	40.44	34.58	7.83	1.69	6.10	4.89	1.36
OCT26	-4.29	42.21	35.02	8.54	3.41	1.78	1.22	1.32
OCT27	0.19	36.12	31.23	7.63	1.52	1.65	1.29	0.81
OCT28	-1.29	32.96	29.08	8.81	1.06	0.73	1.22	0.39
OCT29	-1.15	30.25	26.52	7.10	1.26	1.48	1.02	0.71
OCT30	0.13	32.04	29.56	8.77	1.64	4.94	4.18	0.98
OCT31	-3.54	35.35	31.29	7.92	1.12	0.97	0.96	0.57

Signification des abréviations et légende du graphique

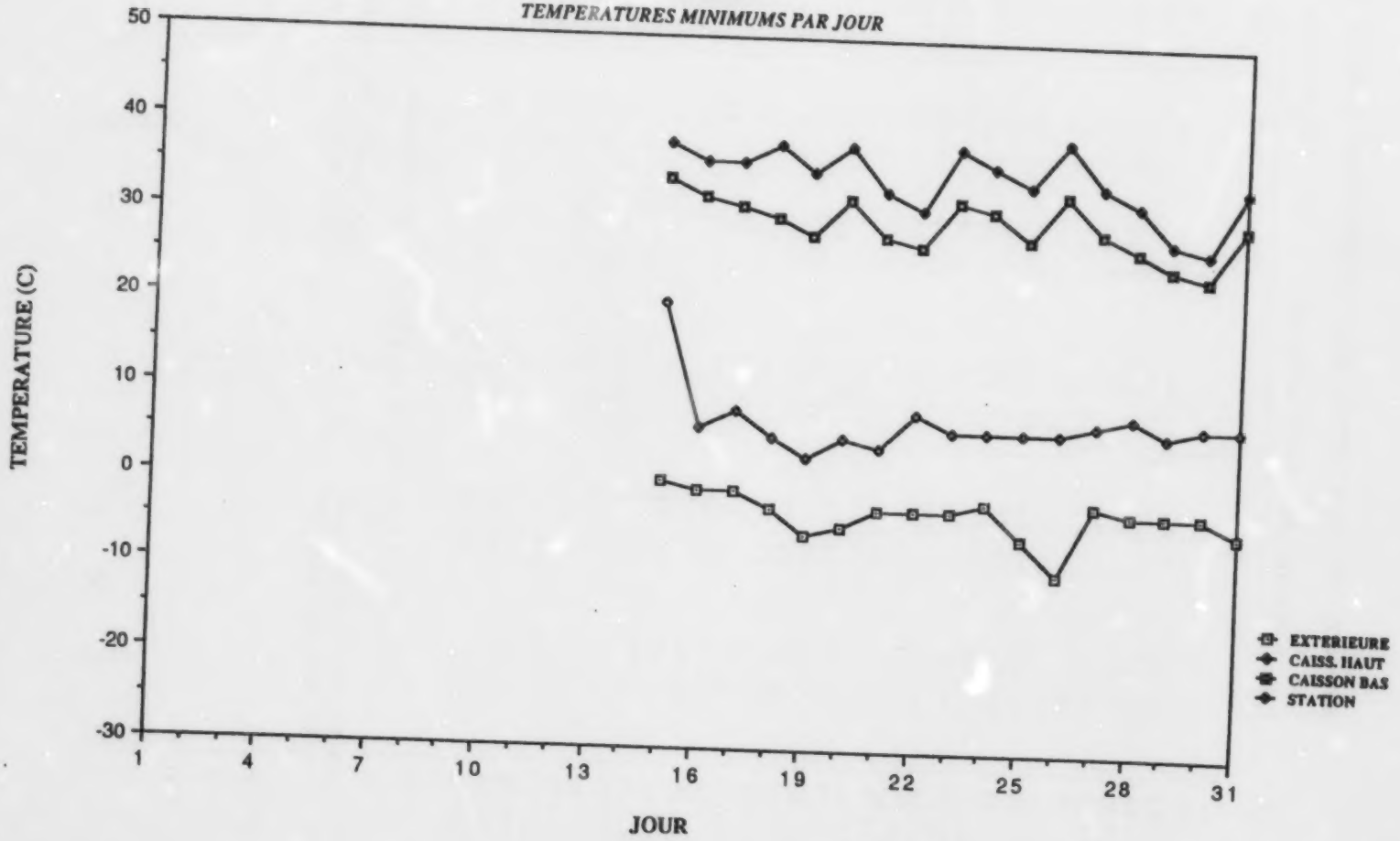
ext: extérieure (■)
cah: haut du caisson (+)
cab: bas du caisson (♦)
b2: intérieure de la cabane (▲)

OCTOBRE 1990

Temperatures moyennes par jour



OCTOBRE


TEMPERATURES MINIMUMS PAR JOUR
TEMPERATURE (C)
50
40
30
20
10
0
-10
-20
-30
1
4
7
10
13
16
19
22
25
28
31
JOUR
EXTERIEURE
CAISS. HAUT
CAISSON BAS
STATION

MOYENNES ET ECART-TYPES DES TEMPERATURES QUOTIDIENNES

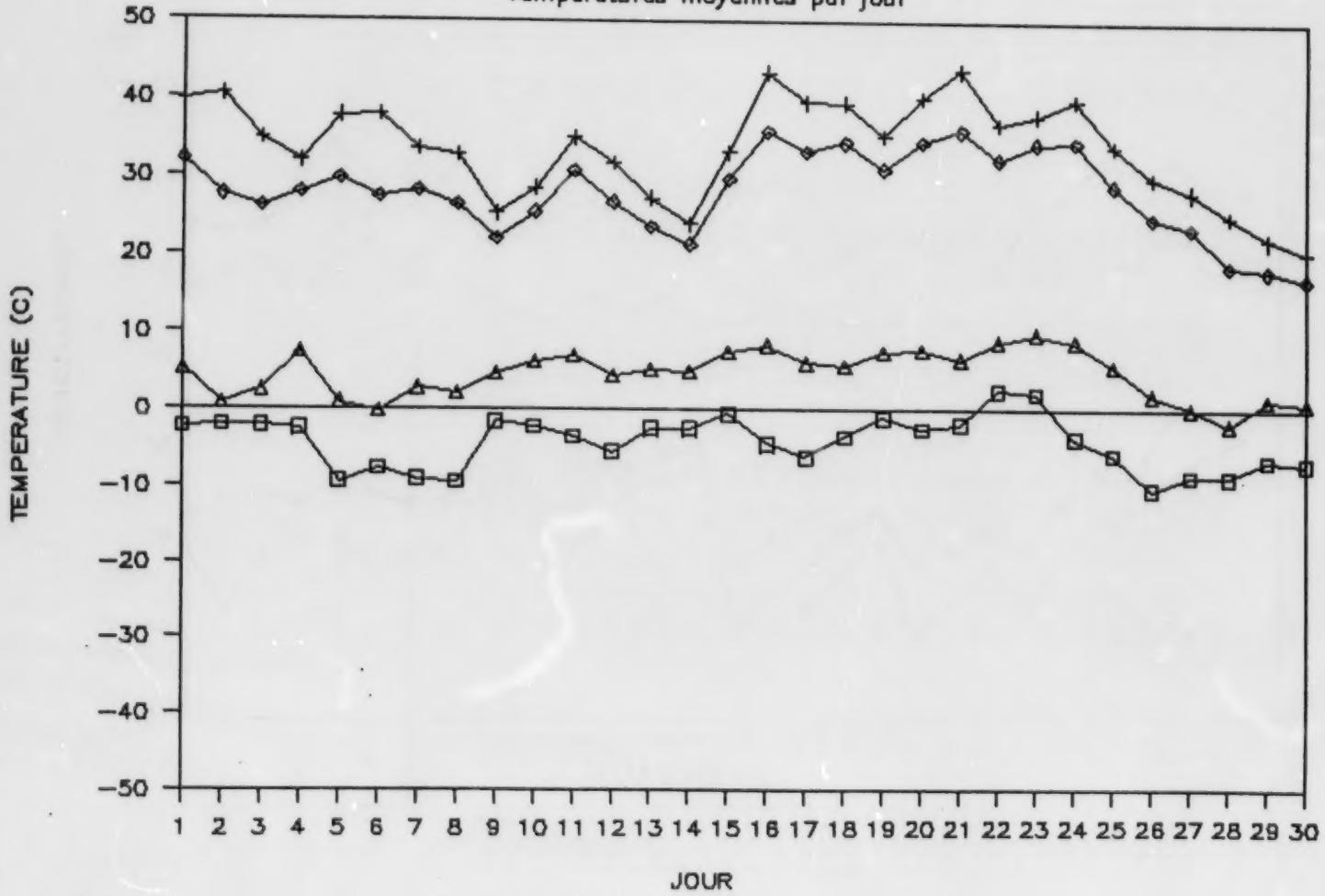
Jour	Moyenne des temperatures				Ecart-type des temperature			
	ext	cah	cab	b2	ext	cah	cab	b2
NOV01	-2.35	39.67	32.10	5.23	1.28	6.16	3.44	1.90
NOV02	-2.13	40.37	27.58	0.65	0.83	1.63	1.35	0.56
NOV03	-2.23	34.83	26.10	2.35	1.33	1.65	0.82	2.54
NOV04	-2.54	31.90	27.92	7.44	3.01	0.98	1.69	1.26
NOV05	-9.50	37.75	29.65	0.81	3.41	6.09	3.76	1.30
NOV06	-7.79	37.90	27.35	-0.40	1.27	2.38	1.59	1.90
NOV07	-9.25	33.52	28.15	2.63	0.88	1.04	1.68	0.78
NOV08	-9.57	32.79	26.43	2.00	0.51	0.57	0.51	0.00
NOV09	-1.68	25.23	22.00	4.50	0.64	0.42	0.00	0.67
NOV10	-2.38	28.55	25.45	6.14	0.93	6.42	5.05	1.04
NOV11	-3.71	35.00	30.77	6.85	1.24	0.68	1.03	0.79
NOV12	-5.63	31.79	26.73	4.35	2.19	1.40	1.22	0.90
NOV13	-2.60	27.25	23.60	5.00	0.84	1.25	1.11	0.00
NOV14	-2.52	23.98	21.33	4.79	2.19	0.75	0.51	0.82
NOV15	-0.67	33.23	29.73	7.44	1.69	11.62	9.58	1.17
NOV16	-4.56	43.42	35.87	8.27	1.75	1.86	1.88	0.81
NOV17	-6.33	39.65	33.27	5.96	2.37	2.40	2.80	1.34
NOV18	-3.71	39.54	34.48	5.63	2.16	1.19	1.02	0.48
NOV19	-1.25	35.40	31.08	7.35	0.72	1.35	1.37	0.63
NOV20	-2.65	40.21	34.58	7.65	1.45	7.82	6.22	1.46
NOV21	-2.00	43.72	36.07	6.42	0.57	1.95	2.23	2.49
NOV22	2.41	36.91	32.35	8.70	0.87	1.46	0.98	1.16
NOV23	1.96	38.06	34.42	9.77	0.73	4.90	4.37	0.92
NOV24	-3.85	39.98	34.56	8.75	1.86	1.68	1.92	1.33
NOV25	-5.98	34.06	29.06	5.63	0.56	1.48	1.51	0.53
NOV26	-10.48	29.98	24.83	1.77	1.29	0.97	1.01	1.37
NOV27	-8.77	28.27	23.54	0.10	1.03	0.73	0.96	0.55
NOV28	-8.85	25.04	18.73	-2.04	1.40	1.43	2.03	1.72
NOV29	-6.77	22.12	18.10	1.17	1.39	0.63	0.98	0.69
NOV30	-7.21	20.46	16.94	0.77	2.19	0.93	0.75	0.65

Signification des abréviations et légende du graphique

ext: extérieure (■)
cab: bas du caisson (♦)
cah: haut du caisson (+)
b2: intérieure de la cabane (▲)

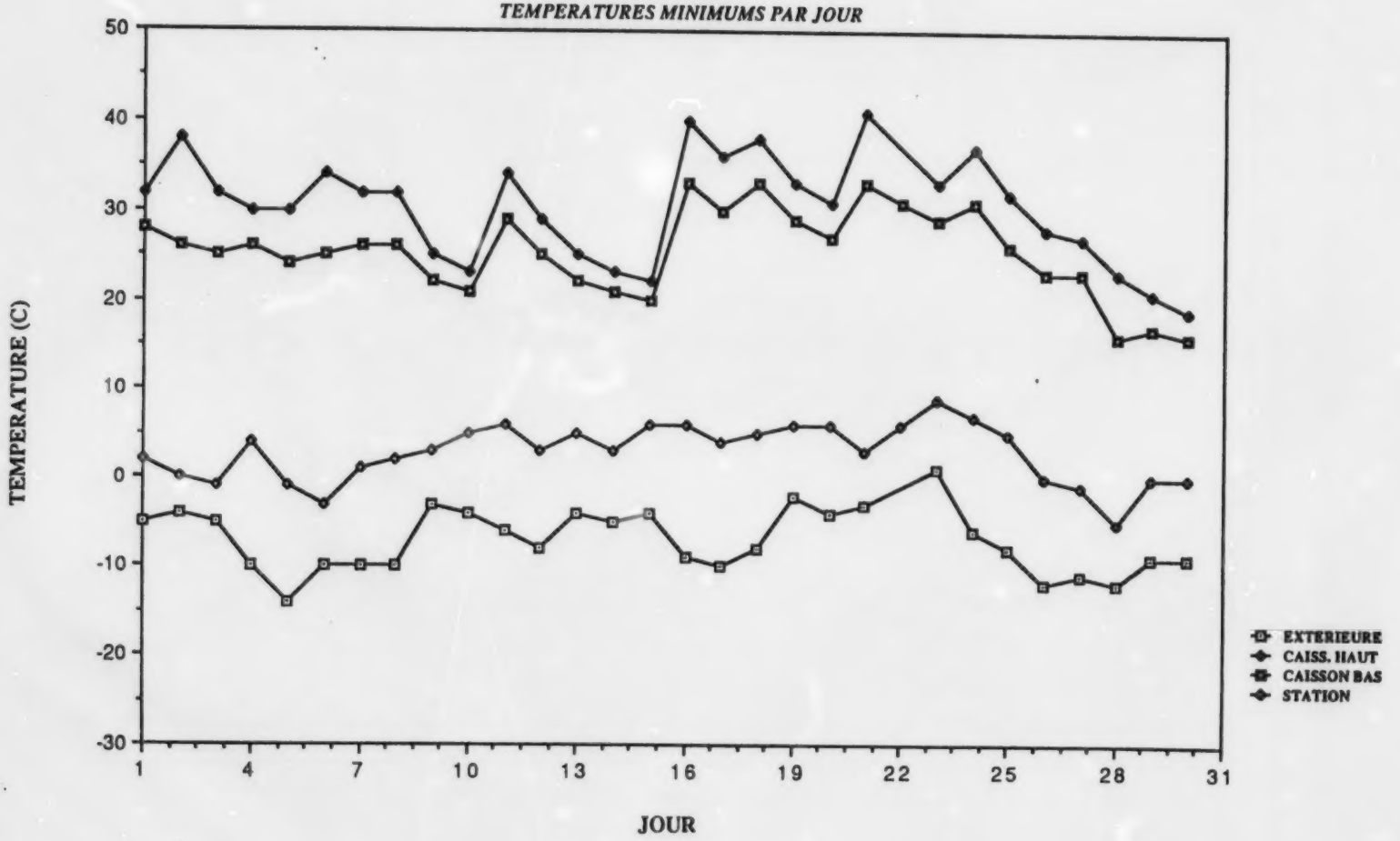
NOVEMBRE 1990

Temperatures moyennes par jour



NOVEMBRE

TEMPERATURES MINIMUMS PAR JOUR



MOYENNES ET ECART-TYPES DES TEMPERATURES QUOTIDIENNES

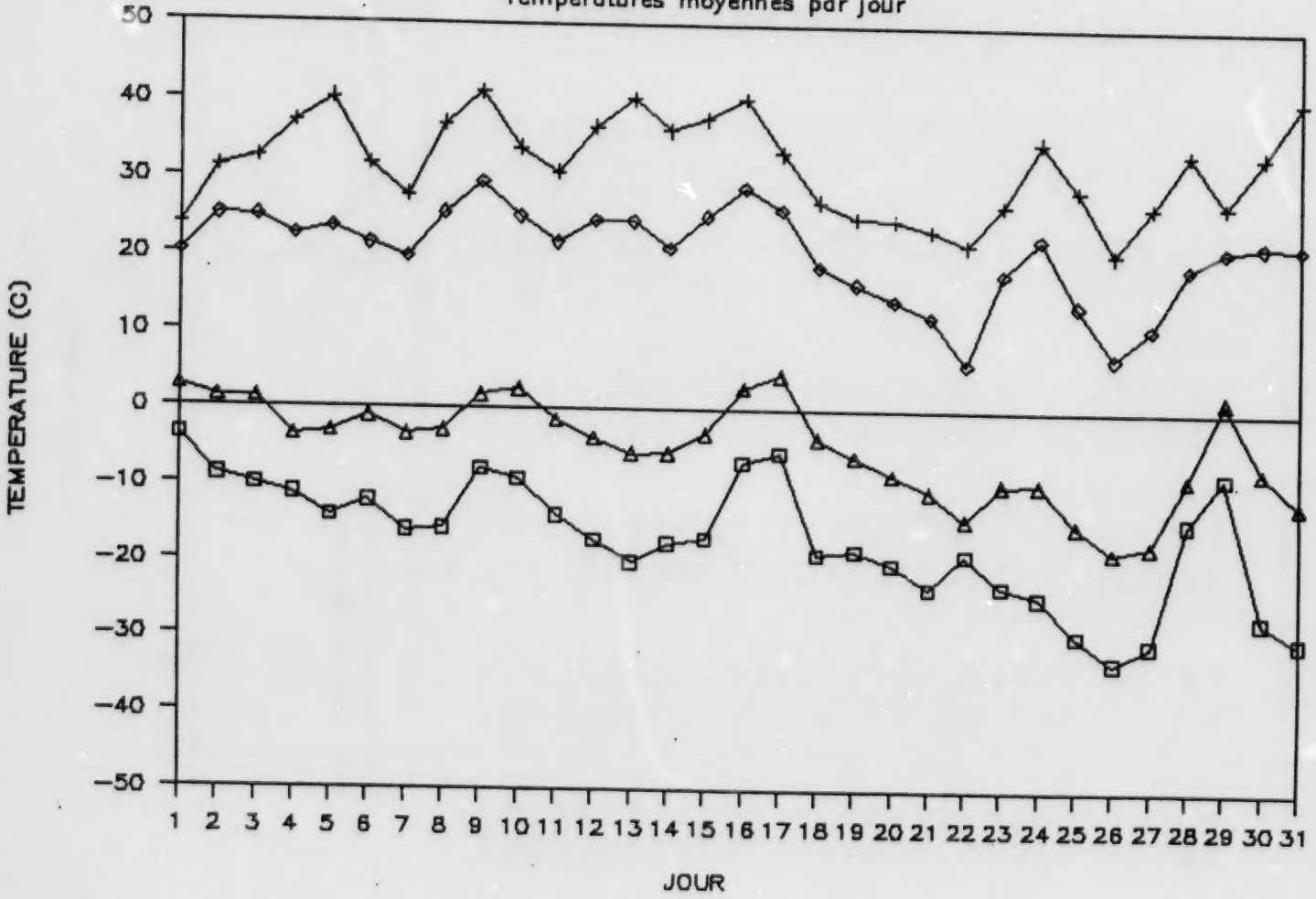
Jour	Moyenne des temperatures				Ecart-type des temperature			
	ext	cah	cab	b2	ext	cah	cab	b2
DEC01	-3.67	23.87	20.17	2.69	4.48	5.05	3.17	2.40
DEC02	-8.90	31.23	25.00	1.17	1.94	4.13	4.10	1.12
DEC03	-10.12	32.58	24.96	1.23	0.73	1.30	1.31	0.47
DEC04	-11.29	37.21	22.52	-3.69	1.51	8.86	4.56	1.56
DEC05	-14.23	40.33	23.56	-3.23	1.28	2.78	1.29	1.10
DEC06	-12.25	31.75	21.40	-1.23	1.99	2.19	0.93	0.80
DEC07	-16.19	27.75	19.73	-3.54	0.75	1.64	2.35	0.98
DEC08	-15.83	36.94	25.46	-2.98	1.60	10.19	7.68	2.35
DEC09	-8.02	41.19	29.42	1.63	4.13	2.30	1.08	2.19
DEC10	-9.33	33.85	25.02	2.42	2.79	2.07	2.25	1.58
DEC11	-14.02	30.83	21.69	-1.60	1.60	3.11	2.97	0.67
DEC12	-17.33	36.75	24.62	-3.94	0.90	5.26	4.80	1.49
DEC13	-20.21	40.40	24.50	-5.92	2.52	2.60	2.78	0.79
DEC14	-17.69	36.31	21.02	-5.85	4.08	2.84	0.99	1.59
DEC15	-17.08	37.85	25.17	-3.27	1.86	7.78	6.60	1.79
DEC16	-7.04	40.48	29.00	2.75	2.12	2.18	0.46	1.89
DEC17	-5.75	33.48	26.15	4.44	3.31	1.71	1.29	0.67
DEC18	-19.08	27.27	18.73	-3.85	0.76	1.64	1.82	2.24
DEC19	-18.62	25.08	16.44	-6.29	1.35	2.23	2.47	0.76
DEC20	-20.35	24.79	14.35	-8.60	1.28	0.96	2.25	1.85
DEC21	-23.46	23.56	12.21	-10.75	2.55	3.02	2.02	0.88
DEC22	-19.02	21.67	6.10	-14.40	5.01	2.42	2.95	3.10
DEC23	-23.21	26.83	17.92	-9.71	1.71	9.87	6.96	1.04
DEC24	-24.60	35.15	22.46	-9.69	2.63	1.19	2.69	1.04
DEC25	-29.67	28.94	13.85	-15.04	1.75	3.02	2.27	1.26
DEC26	-33.08	20.63	7.00	-18.56	0.81	1.49	1.41	0.64
DEC27	-30.77	26.92	11.02	-17.65	2.31	11.25	7.92	2.95
DEC28	-14.60	33.77	18.92	-8.83	6.85	2.53	3.23	5.50
DEC29	-8.56	27.19	21.21	1.52	4.98	1.60	1.21	1.17
DEC30	-27.48	33.65	21.92	-7.81	3.72	10.94	6.19	2.56
DEC31	-30.29	40.81	21.79	-12.06	2.57	1.92	2.86	1.36

Signification des abréviations et légende du graphique

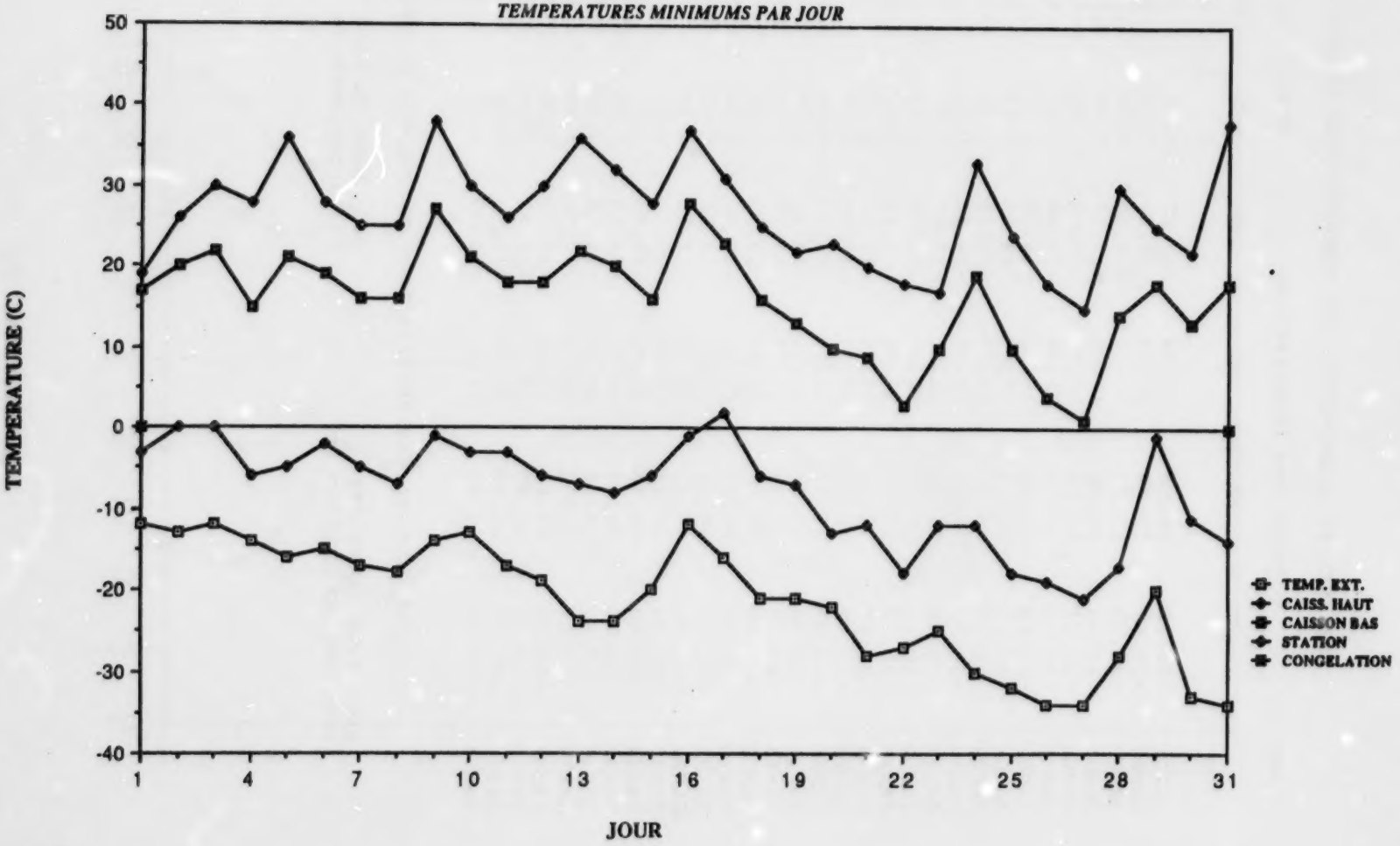
ext: extérieure (■)
cah: haut du caisson (+)
cab: bas du caisson (♦)
b2: intérieure de la cabane (▲)

DECEMBRE 1990

Temperatures moyennes par jour



DECEMBRE


TEMPERATURES MINIMUMS PAR JOUR
TEMPERATURE (C)
50
40
30
20
10
0
-10
-20
-30
-40
1
4
7
10
13
16
19
22
25
28
31
JOUR
TEMP. EXT.
CAISS. HAUT
CAISSON BAS
STATION
CONGELATION

MOYENNES ET ECART-TYPES DES TEMPERATURES QUOTIDIENNES

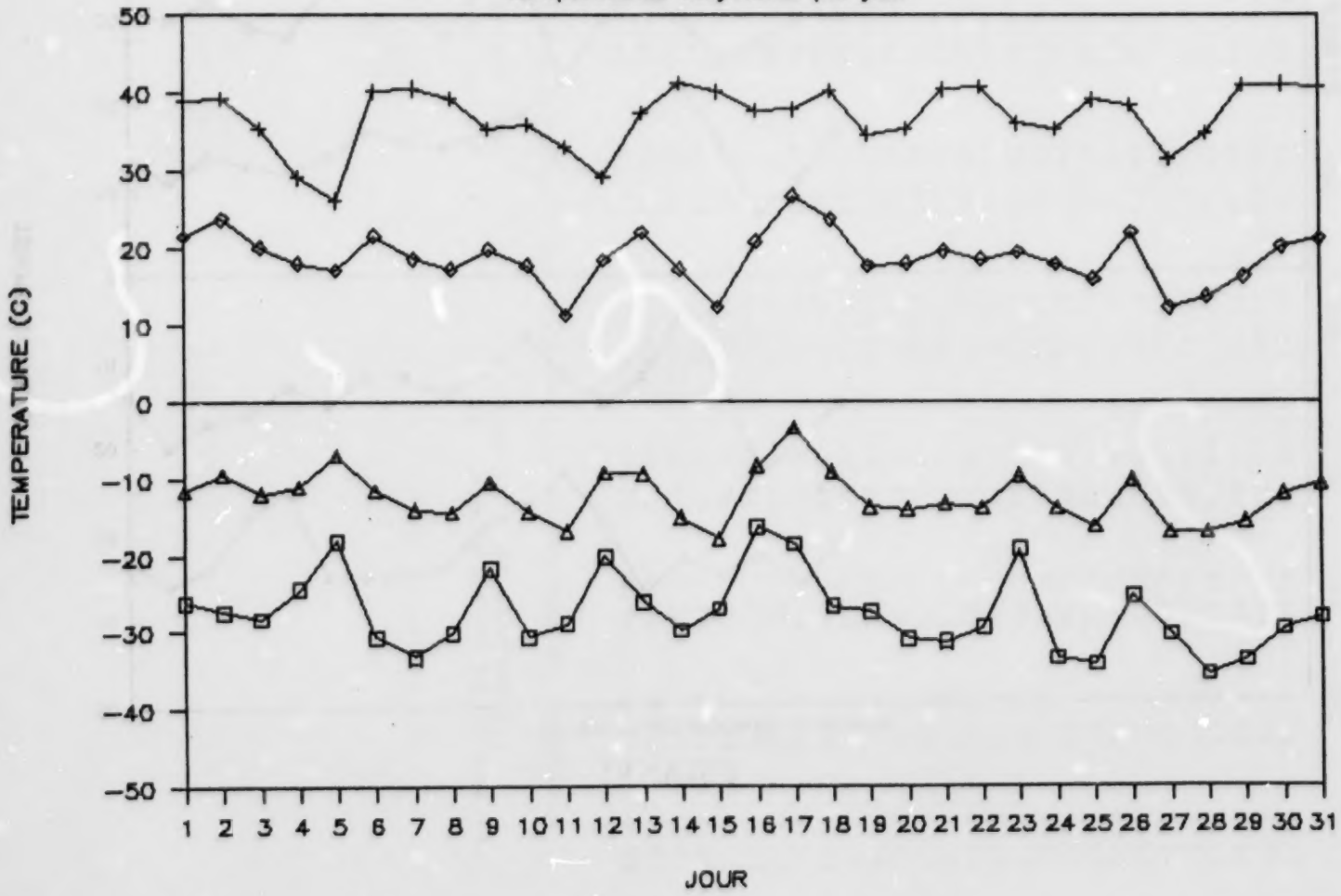
Jour	Moyenne des temperatures				Ecart-type des temperature			
	ext	cah	cab	b2	ext	cah	cab	b2
JAN01	-26.15	38.92	21.54	-11.67	2.96	3.35	4.22	2.17
JAN02	-27.44	39.19	23.69	-9.62	2.13	2.06	3.08	1.25
JAN03	-28.33	35.37	20.06	-12.06	2.18	1.58	2.25	0.99
JAN04	-24.40	29.08	17.96	-11.15	1.64	1.74	2.10	1.04
JAN05	-18.17	26.19	17.08	-7.02	10.70	16.42	11.00	4.35
JAN06	-30.71	40.15	21.58	-11.69	2.19	3.32	3.57	1.40
JAN07	-33.29	40.54	18.62	-14.08	2.18	3.15	3.84	1.61
JAN08	-30.21	39.17	17.17	-14.44	3.86	2.38	3.44	1.08
JAN09	-21.73	35.40	19.77	-10.58	3.45	1.30	4.24	2.64
JAN10	-30.71	35.92	17.73	-14.50	1.67	5.09	4.54	1.19
JAN11	-28.98	33.08	11.25	-16.85	4.66	3.83	2.47	1.17
JAN12	-20.21	29.21	18.40	-9.31	1.15	4.57	5.10	2.14
JAN13	-26.12	37.37	22.00	-9.44	2.47	6.69	4.60	1.54
JAN14	-29.87	41.21	17.25	-15.10	2.19	2.41	3.94	2.24
JAN15	-27.02	40.15	12.17	-17.90	2.39	4.92	5.33	2.85
JAN16	-16.37	37.62	20.79	-8.50	3.89	1.69	6.65	5.42
JAN17	-18.58	37.87	26.73	-3.44	5.04	4.43	3.23	1.90
JAN18	-26.67	40.23	23.71	-9.27	1.59	1.96	2.74	0.99
JAN19	-27.42	34.67	17.62	-13.75	1.82	2.28	2.02	1.53
JAN20	-31.00	35.35	17.96	-14.08	2.14	6.98	5.55	1.63
JAN21	-31.31	40.37	19.62	-13.31	2.43	2.95	4.17	1.67
JAN22	-29.56	40.81	18.50	-13.96	3.86	3.72	3.87	1.53
JAN23	-19.29	36.06	19.38	-9.71	4.50	2.49	4.60	4.31
JAN24	-33.50	35.33	17.90	-13.94	1.86	5.18	4.34	2.08
JAN25	-34.21	39.12	15.90	-16.25	3.84	5.07	5.28	2.78
JAN26	-25.33	38.48	21.94	-10.15	3.90	1.54	4.36	2.10
JAN27	-30.31	31.52	12.12	-17.08	5.05	2.41	3.13	2.83
JAN28	-35.58	34.85	13.60	-17.02	2.39	9.17	5.16	1.75
JAN29	-33.73	41.00	16.23	-15.67	3.48	3.55	5.02	2.97
JAN30	-29.60	41.08	20.10	-12.06	2.78	3.32	3.98	2.22
JAN31	-28.10	40.69	21.12	-10.65	1.77	2.72	3.82	1.73

Signification des abréviations et légende du graphique

ext: extérieure (■)
cah: haut du caisson (+)
cab: bas du caisson (♦)
b2: intérieure de la cabane (▲)

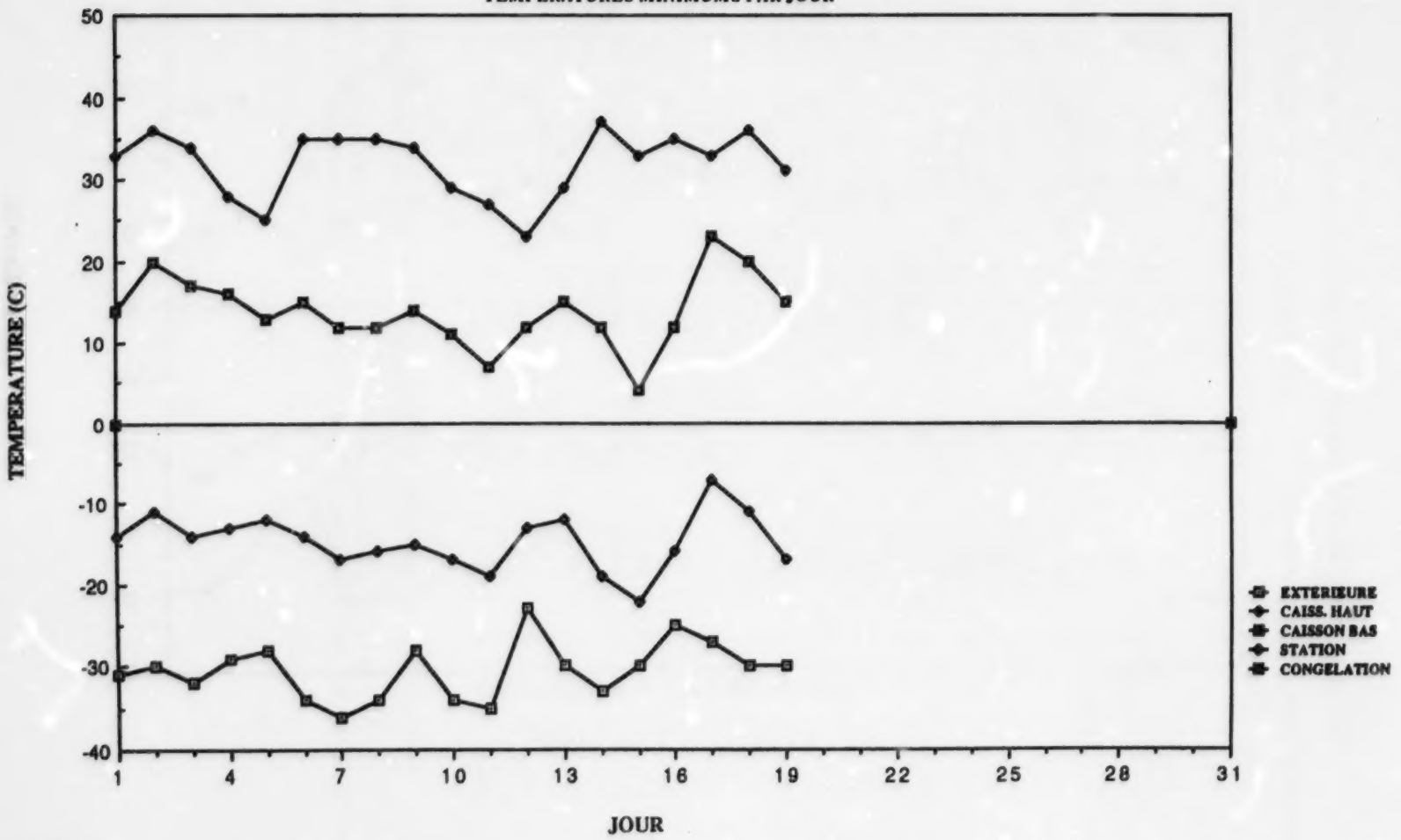
JANVIER 1991

Temperatures moyennes par jour



JANVIER

TEMPERATURES MINIMUMS PAR JOUR



MOYENNES ET ECART-TYPES DES TEMPERATURES QUOTIDIENNES

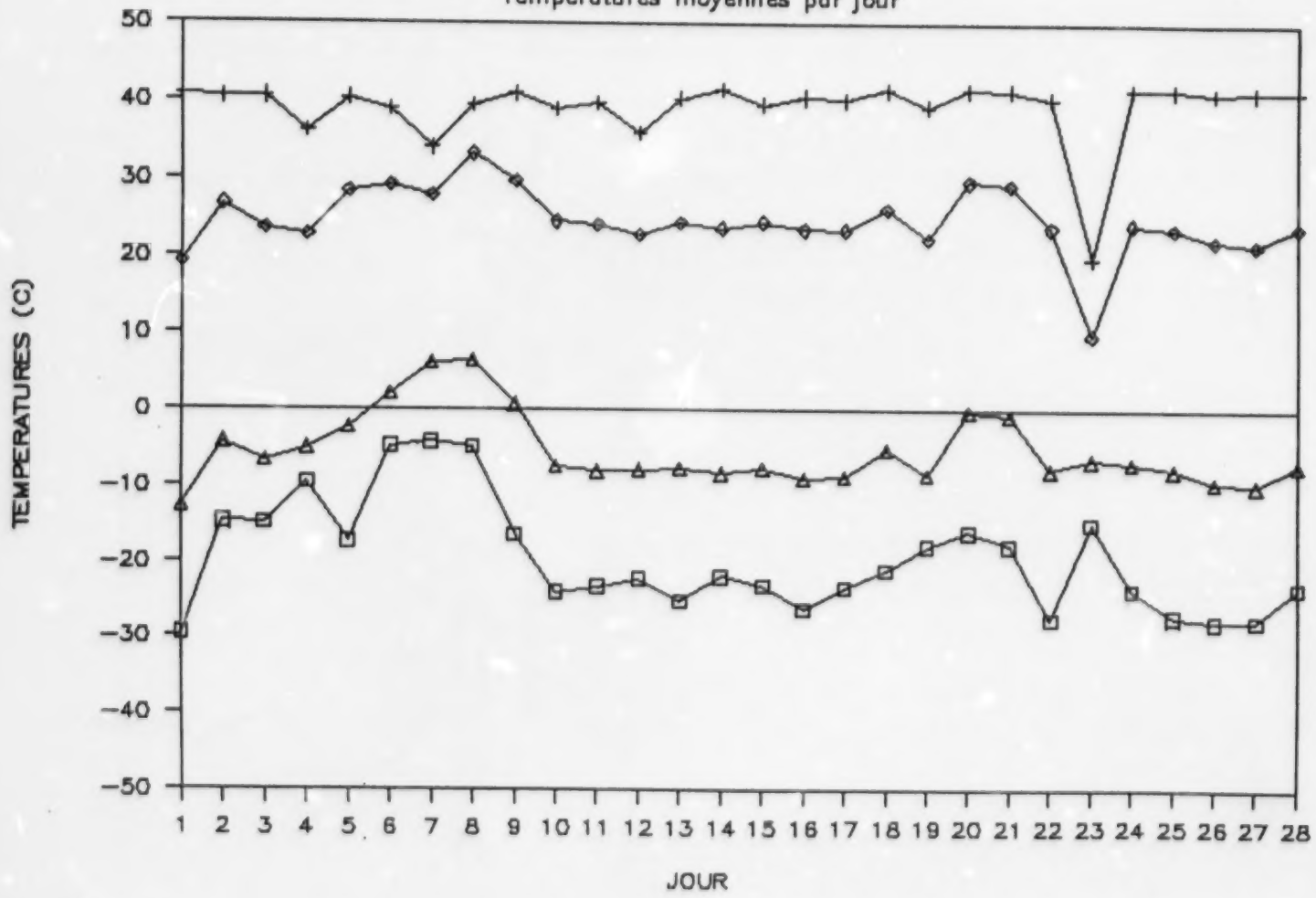
Jour	Moyenne des temperatures				Ecart-type des temperature			
	ext	cah	cab	b2	ext	cah	cab	b2
FEB01	-29.50	40.87	19.21	-12.77	4.32	4.12	4.72	3.08
FEB02	-14.83	40.40	26.69	-4.33	3.50	1.74	3.95	2.55
FEB03	-14.96	40.60	23.54	-6.81	2.81	2.15	5.04	4.64
FEB04	-9.60	36.10	22.73	-5.13	4.82	1.31	7.19	6.44
FEB05	-17.35	40.35	28.42	-2.40	2.05	5.53	3.37	1.80
FEB06	-4.90	39.00	29.21	2.04	4.45	2.10	1.32	3.60
FEB07	-4.25	34.00	27.94	6.13	2.12	0.71	1.38	0.75
FEB08	-4.92	39.46	33.21	6.35	2.83	6.92	5.50	1.82
FEB09	-16.56	40.92	29.69	0.63	4.14	2.67	3.85	3.43
FEB10	-24.10	38.96	24.50	-7.56	1.08	5.40	4.60	1.53
FEB11	-23.37	39.79	24.10	-8.17	2.77	1.32	2.98	1.12
FEB12	-22.31	35.90	22.81	-7.94	1.26	1.75	3.18	1.36
FEB13	-25.25	40.35	24.33	-7.75	2.36	6.26	4.93	2.38
FEB14	-22.00	41.54	23.65	-8.35	3.51	1.90	4.21	3.79
FEB15	-23.13	39.54	24.44	-7.75	1.93	2.40	3.02	1.38
FEB16	-26.31	40.58	23.50	-9.02	2.26	3.66	4.17	2.57
FEB17	-23.42	40.12	23.37	-8.75	3.28	2.37	3.82	1.91
FEB18	-21.12	41.42	26.15	-5.25	2.61	3.07	3.76	2.47
FEB19	-18.00	39.27	22.23	-8.54	6.14	2.11	4.70	4.32
FEB20	-16.06	41.40	29.58	-0.42	2.08	3.16	3.35	1.96
FEB21	-17.87	41.33	29.17	-0.88	2.84	1.66	2.11	1.17
FEB22	-27.56	40.33	23.71	-7.88	1.80	2.88	3.23	2.17
FEB23	-14.96	19.77	9.75	-6.58	13.92	18.23	9.43	6.12
FEB24	-23.77	41.60	24.17	-7.04	4.17	2.91	4.67	3.55
FEB25	-27.27	41.44	23.62	-7.85	2.69	2.81	3.86	2.46
FEB26	-27.90	40.94	21.96	-9.58	3.28	3.43	4.42	2.60
FEB27	-27.83	41.17	21.44	-9.92	4.92	3.42	5.01	3.78
FEB28	-23.44	41.23	23.77	-7.29	5.54	2.93	4.85	3.97

Signification des abréviations et légende du graphique

ext: extérieure (■)
cab: bas du caisson (♦)
cah: haut du caisson (+)
b2: intérieure de la cabane (▲)

FEVRIER 1991

Temperatures moyennes par jour



MOYENNES ET ECART-TYPES DES TEMPERATURES QUOTIDIENNES

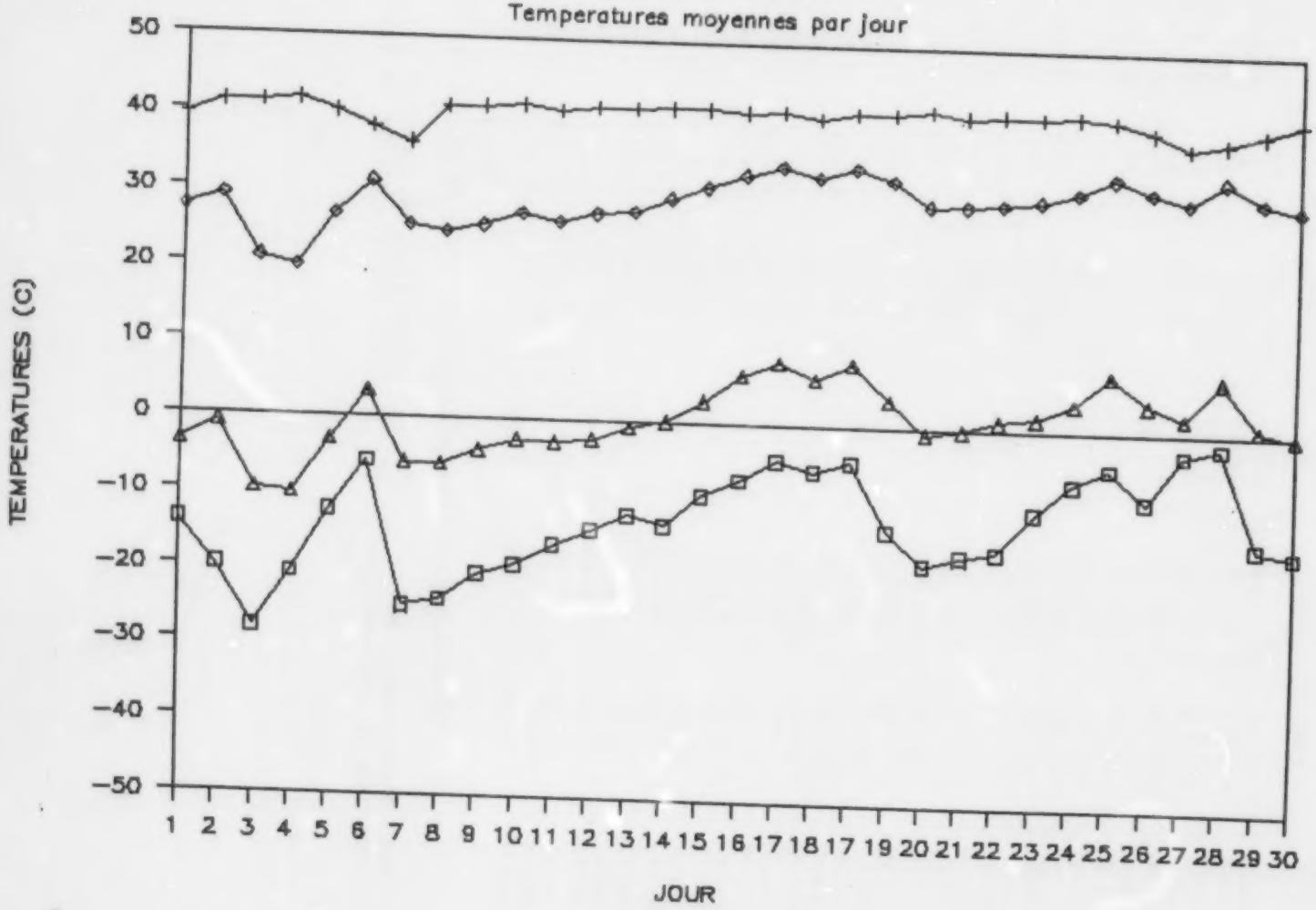
Jour	Moyenne des temperatures				Ecart-type des temperature			
	ext	cah	cab	b2	ext	cah	cab	b2
MAR01	-14.12	39.56	27.33	-3.56	6.27	1.98	4.95	4.70
MAR02	-20.04	41.17	28.94	-1.02	6.12	2.41	3.10	2.79
MAR03	-28.15	41.31	20.81	-9.90	4.36	3.84	4.14	2.66
MAR04	-20.87	41.69	19.73	-10.33	5.98	3.62	6.43	5.04
MAR05	-12.60	40.17	26.58	-3.17	3.83	1.55	4.31	3.27
MAR06	-6.00	38.19	31.08	3.23	4.65	0.81	2.58	2.76
MAR07	-25.12	36.25	25.40	-6.15	2.07	2.11	2.85	2.25
MAR08	-24.25	40.94	24.56	-6.23	4.40	5.37	5.15	3.99
MAR09	-20.81	41.08	25.48	-4.25	5.06	1.51	2.96	2.80
MAR10	-19.44	41.44	27.17	-2.79	5.06	4.30	4.56	3.70
MAR11	-16.71	40.79	26.08	-2.96	4.98	1.46	2.11	2.15
MAR12	-14.65	41.27	27.33	-2.52	4.36	3.91	3.49	2.01
MAR13	-12.48	41.25	27.65	-0.88	5.13	1.64	4.06	3.75
MAR14	-13.79	41.44	29.54	0.04	4.73	3.04	3.79	3.38
MAR15	-9.67	41.44	31.10	2.83	6.56	1.88	3.59	4.25
MAR16	-7.58	41.10	32.85	6.35	4.43	1.29	2.14	2.91
MAR17	-4.85	41.27	34.02	8.13	4.80	2.25	2.88	3.26
MAR18	-6.12	40.52	32.83	6.12	9.02	1.33	3.04	4.97
MAR17	-4.85	41.27	34.02	8.13	4.80	2.25	2.88	3.26
MAR19	-13.83	41.27	32.58	3.56	4.74	2.42	1.80	2.99
MAR20	-18.23	41.77	29.25	-0.81	4.17	2.84	3.50	2.93
MAR21	-16.94	41.12	29.33	-0.15	3.11	1.82	2.95	2.34
MAR22	-16.33	41.33	29.73	1.15	3.88	2.42	3.53	3.34
MAR23	-11.02	41.21	30.33	1.65	5.41	1.96	2.80	2.70
MAR24	-7.10	41.40	31.52	3.50	5.61	2.27	3.52	4.19
MAR25	-4.98	41.00	33.48	7.38	6.66	1.43	2.61	4.15
MAR26	-9.21	39.65	31.75	3.73	2.49	1.16	1.64	1.62
MAR27	-2.86	37.71	30.50	2.02	3.81	1.22	2.89	3.36
MAR28	-1.88	38.33	33.44	6.90	6.40	1.64	2.05	1.65
MAR29	-15.12	39.65	30.73	0.71	1.07	2.88	2.34	1.26
MAR30	-16.02	41.33	29.77	-0.23	2.48	2.29	3.05	2.22
MAR31	-9.48	41.56	31.83	3.94	6.13	2.30	4.20	4.79

Signification des abréviations et légende du graphique

ext: extérieure (■)
cah: haut du caisson (+)
cab: bas du caisson (♦)
b2: intérieure de la cabane (▲)

MARS 1991

Temperatures moyennes par jour



Troisième partie:

Description détaillée du convertisseur de puissance CC/CC conçu et réalisé.

TABLE DES MATIERES

1.0 OBJECTIFS 2

2.0 RAPPELS THEORIQUES 3
2.1 Panneau photovoltaïque 3
2.2 Hacheur 4

3.0 PRESENTATION DU SCHEMA BLOC 5
3.1 Détecteur de tension minimale aux bornes du panneau PV 5
3.2 Régulateur de tension à la charge 5
3.3 Régulateur de tension d'alimentation 5
3.4 Hacheur 6

4.0 CONCEPTION 7
4.1 Détecteur de tension minimale aux bornes du panneau PV 7
4.1.a Circuit de comparaison 7
4.1.b Circuit inverseur 9
4.2 Régulateur de tension d'alimentation 10
4.3 Hacheur 10
4.4 Régulateur de tension à la charge 11

5.0 RESULTATS OBTENUS 13

1.0 OBJECTIFS

Le convertisseur de puissance (ou convertisseur CC/CC) devra rencontrer les objectifs suivants:

- Diminuer le seuil d'ensoleillement nécessaire au démarrage de la pompe. Ceci permettrait d'utiliser un panneau photovoltaïque (PV) moins puissant pour une pompe donnée ou d'alimenter une pompe plus puissante à l'aide d'un panneau PV donné.

- Assurer une tension CC à la charge ayant très peu d'ondulation.

- Limiter la tension maximale à la charge à 15 V sous fort ensoleillement.

2.0 RAPPELS THEORIQUES

Cette section a pour but de décrire le fonctionnement des panneaux photovoltaïques ainsi que celui des hacheurs.

2.1 Panneau photovoltaïque

Le panneau photovoltaïque permet de produire un courant électrique à partir de l'ensoleillement. C'est une source de tension limitée en courant. Ainsi, lors d'un court-circuit, le courant débité n'est supérieur que de 300 mA au courant maximum à tension nominale, ceci dans le cas du MSX-60 de Solarex (puissance de 60 W, courant de court-circuit de 3,8 A et courant maximal de 3,5 A).

La tension présente aux bornes d'un panneau photovoltaïque dépend du niveau d'ensoleillement, de la charge appliquée ainsi que de sa limite en courant.

Pour une charge ayant une très faible résistance et sous un ensoleillement suffisant, le panneau PV fournira le courant maximum. La tension aux bornes du panneau photovoltaïque dépendra donc directement de la valeur de la charge. Par exemple, pour une charge de 2 Ω, le courant fourni sera maximal, soit 3,5 A. La tension aux bornes de la charge est la même que celle aux bornes du panneau photovoltaïque soit 7 V.

Considérons maintenant un circuit simple constitué d'un panneau photovoltaïque (ayant une tension nominale de 16.7 V et un courant maximum d'1,08 A sous fort ensoleillement), d'une petite résistance (de l'ordre de 17 Ω) et d'un interrupteur. Plaçons ce circuit sous un ensoleillement permettant au panneau PV de débiter un courant de 0,5 A. Il est évident qu'en régime permanent (quelque temps après la fermeture de l'interrupteur) la tension aux bornes du panneau photovoltaïque sera la même que celle aux bornes de la résistance, soit 8,5 V (17 Ω * 0,5 A). Ce résultat, même s'il peut être mesuré très rapidement après la fermeture de l'interrupteur, n'est pas instantané: le circuit passe par un état transitoire avant de se stabiliser.

Analysons maintenant le comportement de la tension et du courant dans le circuit lors du bref laps de temps que dure l'état transitoire. Initialement, l'interrupteur est ouvert, la tension de circuit ouvert est présente aux bornes du panneau PV (environ 20 V) tandis que la tension aux bornes de la résistance est nulle (courant nul dans le circuit). A l'instant même où l'interrupteur est fermé, on a une différence de potentiel de 20 V aux bornes de la résistance. Le panneau PV fournit un courant qui passe rapidement de 0 A à une valeur d'environ 1 A (16,7 V/17 Ω). Le panneau photovoltaïque ne peut maintenir un courant de cette amplitude puisque l'ensoleillement incident est insuffisant, le courant diminuera donc pour se stabiliser à 0,5 A. La tension chutera aux bor-

nes du panneau PV et de la charge, en même temps que le courant, jusqu'à ce qu'elle atteigne sa valeur finale de 8,5 V.

Si on calcule le courant moyen après quelques secondes, il sera égal à la valeur final du courant, soit 0,5 A, puisque la durée de la pointe de courant est négligeable. Par contre, si le courant moyen est calculé pour une période de temps où la durée de la pointe n'est plus négligeable, sa valeur sera supérieure à 0,5 A. Ainsi, en permettant un temps de conduction limité de l'interrupteur, on peut obtenir une hausse du courant moyen dans le circuit. Evidemment, le temps où l'interrupteur est ouvert devra être beaucoup plus court que le temps où il est fermé pour éviter que la valeur moyenne du courant sur une période complète soit inférieure à celle obtenue en régime permanent.

2.2 Hacheur

Un hacheur, aussi appelé convertisseur CC/CC, permet de contrôler la tension à la charge en "hachant" la tension à courant continu fournie par une source. La tension à la charge sera ainsi comprise entre 0 V et la tension source E_s ($0 < E_R < E_s$).

Ce dispositif, qu'on peut voir à la page 3 des schémas, est composé d'un interrupteur (Q1), d'une bobine (L1), d'un condensateur (C7) et d'une diode (D4).

Lorsque l'interrupteur est en conduction, la bobine emmagasine une partie du courant et le condensateur se charge. La tension aux bornes de la charge (pompe) est la même que celle aux bornes du condensateur. Aucun courant ne traverse la diode puisqu'elle est en polarisation inverse. Lorsque l'interrupteur est ouvert, la bobine restitue au circuit le courant qu'elle avait auparavant emmagasiné alors que la diode assure la fermeture du circuit, permettant la circulation du courant. Le condensateur filtre la tension appliquée aux bornes de la charge pour obtenir une ondulation minimale.

La tension qu'un hacheur fournit à la charge dépend du rapport de conduction (duty cycle) de l'interrupteur. Pour un rapport de 100 % (l'interrupteur est toujours en conduction), la tension à la charge est égale à la tension source E_s. Pour un rapport de 50 %, la tension aux bornes de la charge est la moitiée de celle de la tension source ($E_s/2$).

3.0 PRESENTATION DU SCHEMA BLOC

Suite aux objectifs définis à la section 1 et aux explications données à la section 2 concernant le fonctionnement du hacheur et le comportement des panneaux photovoltaïques, on peut maintenant esquisser un schéma bloc du circuit. Ce schéma bloc est présenté à la page suivante. Il est constitué des parties suivantes: un hacheur, un détecteur de tension minimale aux bornes du panneau photovoltaïque, un régulateur de tension à la charge ainsi qu'un régulateur de tension d'alimentation. Les caractéristiques minimales que devront posséder chacun de ces blocs sont énumérées ci-bas.

3.1 Détecteur de tension minimale aux bornes du panneau PV

Lorsqu'un panneau photovoltaïque, sous faible ensoleillement, est branché à une charge de faible résistance, par la fermeture d'un interrupteur par exemple, la tension à ses bornes diminue rapidement. Ce bloc devra détecter cette baisse de tension et ouvrir l'interrupteur lorsqu'elle atteindra un certain seuil. De plus, il gèrera les temps de conduction et de coupure de l'interrupteur en assurant que le premier temps sera de beaucoup supérieur au second.

Les valeurs des résistances utilisées dans ce circuit devront être élevées, de l'ordre de la dizaine de kΩ, pour éviter que ce circuit contribue à la baisse de tension aux bornes du panneau photovoltaïque en demandant un courant trop élevé.

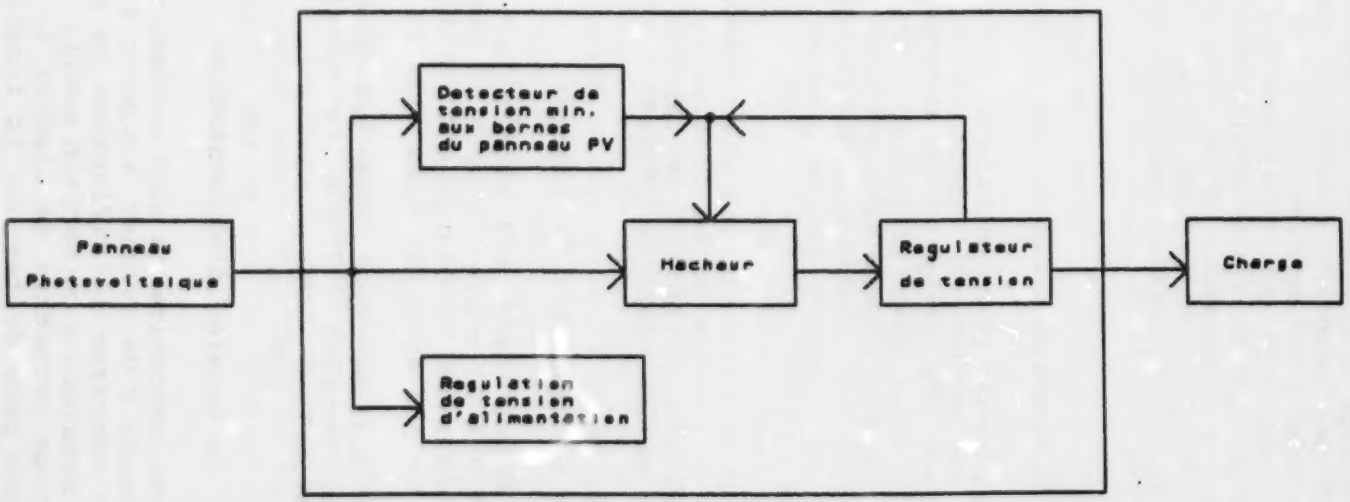
3.2 Régulateur de tension à la charge

Tel que défini dans les objectifs, on désire une tension maximale de 15 V à la charge. Ce bloc devra donc régulariser la tension aux bornes de la charge à 15 V lorsque l'ensoleillement sera élevé et ne pas agir sur elle dans le cas contraire.

Un régulateur de type 7815 est ainsi exclu puisqu'il ne fournit aucune tension lorsque la tension à son entrée est inférieure à 17,5 V.

3.3 Régulateur de tension d'alimentation

L'emploi de comparateurs sera probablement nécessaire dans le circuit du détecteur de tension minimale aux bornes du panneau PV puisqu'on veut comparer la différence de potentiel aux bornes du panneau photovoltaïque à un certain seuil. La régulation de tension d'alimentation permettra de limiter la tension d'alimentation des comparateurs pour éviter que la tension de circuit ouvert du panneau PV ne les endommage . Cette tension en circuit ouvert leur



Michel Michaud	
Fournelle Energie et Technologies	
Title: Convertisseur DC/DC	
Size: A	Document Number:	REV:
Date: September 27, 1991	Sheet 1 of 1

sera appliquée lorsque l'interrupteur reliant le panneau photovoltaïque à la charge sera ouvert puisque les résistances élevées du détecteur de tension minimale ne demandent pas assez de courant pour abaisser la tension aux bornes de la source (panneau PV). L'utilisation d'un régulateur assure aussi une plus grande stabilité à la tension d'alimentation.

3.4 Hacheur

Le bloc du hacheur est composé de deux entrées et d'une sortie. La première entrée est la source de tension photovoltaïque qui servira à alimenter la charge. La seconde entrée permet d'exercer un contrôle sur l'interrupteur du hacheur. La sortie passe par un régulateur de tension avant d'alimenter la charge. L'impédance de ce circuit devra être très faible pour limiter les pertes (maximum de courant dans la charge).

4.0 CONCEPTION

Des circuits seront conçus pour chacun des blocs énumérés à la section précédente en tenant compte des caractéristiques à respecter.

4.1 Détecteur de tension minimale aux bornes du panneau PV

Le circuit utilisé est constitué de deux parties distinctes. Cette manière de procéder sera clarifiée dans le texte qui suit.

La première partie du circuit est représentée à la page 2 des schémas, elle est constituée de toute les pièces indiquées sauf C1, R7, D2 et C5. Ce circuit est un comparateur de tensions. En comparant la tension instantanée aux bornes du panneau photovoltaïque à une référence, ce circuit permet de contrôler l'interrupteur du hacheur (l'interrupteur utilisé dans le hacheur sera un transistor de type MOSFET pour les raisons qui seront indiquées à la section 4.3).

La tension de contrôle fournie par le comparateur U2A passe relativement lentement d'un état à un autre (niveau logique 1 à 0 et vice-versa) puisqu'il doit charger le condensateur C2 (son utilité est décrite plus bas). Un tel signal ne peut être utilisé pour contrôler un hacheur puisque le courant traversant un MOSFET est proportionnel à la tension appliquée à sa grille ce qui aurait pour effet de ralentir la fermeture et l'ouverture de l'interrupteur (MOSFET). Pour contrer cet inconvénient, un circuit inverseur sera utilisé. Il constitue la deuxième partie du circuit qu'on peut consulter à la page 3 des schémas. Cette partie est composée des pièces U2B, U3C, C8, R11 et R12.

4.1.a Circuit de comparaison

La tension de référence est construite autour d'une diode zener de 6,2 V. La résistance R1 est fixée arbitrairement à 39 kΩ alors que la valeur de R3 est fixée à 62 kΩ. Pour que le courant moyen à la charge soit le plus élevé possible, on doit découpler le panneau photovoltaïque pendant que la tension à ses bornes est encore élevée. On fixera cette tension à 15,3 V. On peut maintenant calculer la résistance R2 qui forme un diviseur de tension avec la résistance R3. Nous obtenons ainsi R2 = 91 kΩ.

La tension de sortie du comparateur U2A est à un niveau logique 1 lorsque la tension VR3 est inférieure à la tension de référence Vz. Elle est à un niveau logique 0 lorsque la tension VR3 est supérieure ou égale à Vz.

Si on enlevait la résistance R8 ainsi que le condensateur C6,

on obtiendrait des temps de transition à peu près nuls à la sortie d'U2A ce qui permettrait, à première vue, d'alimenter directement la grille de l'interrupteur MOSFET et ainsi d'éliminer le circuit inverseur. Le raisonnement suivant montrera l'importance des pièces R8 et C6. Sous faible ensoleillement, à la fermeture de l'interrupteur, la tension aux bornes du panneau photovoltaïque diminue. Lorsqu'elle devient inférieure à la tension seuil (15,3 V - δ, où $\delta = 0^+$), l'interrupteur cesse de conduire. La tension aux bornes du panneau PV remonte jusqu'à 15,3 V et l'interrupteur retourne en conduction. Le circuit oscille alors à très haute fréquence. Le temps de conduction étant le même que celui où l'interrupteur est ouvert, le courant moyen à la charge est sensiblement le même que s'il n'y avait pas de convertisseur de puissance.

Pour éviter ce phénomène d'oscillation, on doit ajouter un temps de délai sur le signal de contrôle produit par U2A. L'emploi d'un comparateur à collecteur ouvert ("open collector") nous permettra d'avoir des temps de délais différents puisque les résistances impliquées lors de la charge du condensateur ne seront pas les même que lors de sa décharge. Tout circuit intégré à collecteur ouvert ne peut fournir de tension (ni de courant) lors d'un niveau logique 1, il ne peut que laisser circuler le courant vers la masse lors d'un niveau logique 0. Le courant doit donc être fourni par une source externe à l'aide d'une résistance dite de "pull-up" (R6 sur le schéma) pour une raison qui n'est pas indispensable d'expliquer ici. Cette résistance permettra donc un temps de charge du condensateur C6 plus long que son temps de décharge et ainsi assurer un courant moyen à la charge plus élevé que sans convertisseur de puissance.

Lorsque VR3 est supérieur ou égal à Vz (donc Vpv $\geq$ 15,3 V), le condensateur C2 se décharge rapidement par la résistance R6 permettant au panneau PV d'alimenter la charge en fermant l'interrupteur du hacheur. En considérant toujours que l'ensoleillement incident est trop faible pour maintenir la tension optimale aux bornes du panneau photovoltaïque, la tension VR3 baisse. Au moment où VR3 devient inférieur à Vz, un niveau 1 est présent à la sortie du comparateur U2A. Le condensateur C6 se charge donc lentement à l'aide des résistances R6 et R8 et, jusqu'à ce qu'il atteigne la tension VC8, l'interrupteur du hacheur continue de conduire permettant l'alimentation de la charge. Lorsque VC6 et VC8 sont égaux, l'interrupteur du hacheur s'ouvre découplant ainsi le panneau photovoltaïque de la charge. La tension aux bornes du panneau PV augmente et le cycle recommence.

En fixant le condensateur C6 à 0,1 μF, on peut calculer R6 pour obtenir un temps de décharge de 0,5 ms.

$$t_d = 5 * R8 * C6$$

$$R8 = 1\ k\Omega$$

Connaissant R8, on peut maintenant calculer R6 pour obtenir un temps de charge de 50 ms.

$$t_c = 5(R6 + R8)C6$$

$$R6 = 99\ k\Omega \Rightarrow 100\ k\Omega$$

Le condensateur C4 et la résistance R5 servent de compensation. On utilise une résistance de 1 MΩ et un condensateur de 10 nF. La résistance R4 de 1 MΩ sert d'isolation entre le diviseur de tension composé des résistances R2 et R3 et le circuit de compensation composé du condensateur C4 et de la résistance R5, évitant ainsi qu'un circuit influence l'autre. Les condensateurs C2 et C3 servent à stabiliser les tensions à ces points en évitant les variations brusques de tensions causée par la variation d'ensoleillement.

4.1.b Circuit inverseur

Le circuit d'inversion est présenté à la page 3 des schémas et est composé d'un comparateur (U2B), d'une bascule de schmitt (U3C), de deux résistances (R11 et R12) ainsi que d'un condensateur (C8).

Les composantes U3C, R12 et C8 forment un oscillateur qui fonctionne de la manière suivante. Si, initalement, le condensateur C8 est complètement déchargé, un niveau logique 0 est appliqué aux entrées d'U3C. Le circuit intégré U3C étant une porte logique NON-ET branché en inverseur, un niveau logique 1 est maintenu à sa sortie, chargeant ainsi le condensateur C8 via la résistance R12. Il se chargera jusqu'à ce qu'il atteigne la tension seuil Vp (environ 9 V). Alors, la tension de sortie d'U3C bascule à un niveau logique 0 et le condensateur se déchargera via la résistance R12 jusqu'à ce que la tension à ses bornes atteigne la tension seuil Vn (environ 7 V). La sortie d'U3C bascule à nouveau et le cycle continue formant un oscillateur centré à la fréquence déterminée par R12, C8 et les tensions seuil Vn et Vp. A noter que les tensions seuils Vn et Vp sont fixées par la bascule de Schmitt.

L'oscillateur sert de référence à l'inverseur constitué du comparateur U2B. Lorsque le condensateur C6 a une tension à ses bornes moindre que la tension produite par l'oscillateur (broche 5 d'U2B), un niveau logique 1 est imposé à la sortie d'U2B fermant ainsi l'interrupteur Q1. Lorsque la tension aux bornes de C6 est supérieure à la tension de référence produite par l'oscillateur, un niveau logique 0 est présent à la sortie d'U2B ouvrant Q1. L'inverseur permet ainsi une transition très rapide du signal contrôlant l'interrupteur du hacheur.

Les trois bascules de Schmitt (U3A, U3B et U3D) sont branchées de façon à former une porte logique ET. L'ensoleillement étant

insuffisant pour maintenir la tension maximale aux bornes du panneau photovoltaïque, une tension moyenne d'environ 15,3 V y sera maintenue grâce au circuit décrit dans cette section. Cette condition, comme nous le verrons lors de la conception du régulateur de tension à la charge, fait en sorte que la tension appliquée à la broche 1 d'U3A est toujours à un niveau logique 1. Lorsqu'un niveau logique 1 est appliqué à une des deux entrées d'une porte ET, la sortie est du même niveau que celui de l'autre entrée. Ainsi, le niveau logique appliqué à la grille du transistor MOSFET est le même que celui présent à la sortie du comparateur U2B. C'est pour cette raison qu'elles n'ont pas été citées dans le paragraphe précédent.

La résistance R11 est une résistance dite de "pull-up" qui, branchée à une source d'un côté, permet au comparateur de maintenir un niveau logique 1 à sa sortie.

4.2 Régulateur de tension d'alimentation

L'emploi de comparateurs et de circuits logiques nécessite une tension d'alimentation limitée. En effet, le branchement direct d'une de ces composantes à un panneau photovoltaïque risquerait d'endommager la pièce puisque le tension de circuit ouvert du panneau PV lui serait appliquée vu le faible courant d'alimentation nécessaire, ceci dans le cas où l'interrupteur du hacheur n'est pas en conduction. La tension d'alimentation sera donc limitée à 16 V pour protéger ces pièces.

On ne peut utiliser de régulateur de tension tel que le 7815 puisqu'il en fourni aucune tension si la tension appliquée à son entrée est inférieure à 17,5 V. Le circuit utilisé peut être consulté à la page 2 des schémas. On utilise donc une diode zener de 16 V (D2) ainsi qu'une résistance (R7) assez faible (390 Ω) pour permettre le passage du courant requis pour alimenter les circuits intégrés. Des condensateurs (C5 et C1) seront branchés aux bornes de la diode zener (D2) et du panneau photovoltaïque respectivement. Ils empêchent les variations brusques de tensions à ces points.

4.3 Hacheur

Le principe de fonctionnement du hacheur a déjà été expliqué à la section 2.2. Ce circuit, qu'on peut voir à la page 3 des schémas, est composé de l'interrupteur Q1, de la diode D4, de l'inductance (ou bobine) L1 ainsi que du condensateur C7.

L'interrupteur utilisé est un transistor de type MOSFET (canal N). Deux raisons motivent ce choix. Premièrement, son temps de commutation est de l'ordre du nanoseconde (1 ns = 10^{-9} s). La seconde, beaucoup plus importante, est sa résistance en conduction qui est inférieure à 1 Ω, ce qui limite les pertes dans le circuit

et laisse ainsi le maximum de courant pour la charge. En circuit ouvert, sa résistance est de l'ordre du GΩ ce qui laisse circuler un courant de fuite de quelques nA. Celui-ci est beaucoup trop faible pour influencer le circuit.

La bobine L1 possède une inductance de 500 µH et permet le passage d'un courant de 2 A. Le condensateur C7 a une capacité de 1000 µF ainsi qu'une tension de claquage de 25 V. Un condensateur de cette taille permet de limiter l'ondulation de la tension à ses bornes, donc d'appliquer une tension CC de plus grande pureté aux bornes de la charge. La diode redresseuse D4 permet le retour du courant lorsque l'interrupteur est ouvert.

4.4 Régulateur de tension à la charge

La régulation de tension à la charge est nécessaire dans le cas où l'ensoleillement est suffisant pour fournir le courant demandé par la charge et pour maintenir la tension maximale aux bornes du panneau photovoltaïque (17,5 V pour le MSX-18 de Solarex).

Le circuit est composé de la diode zener D3, des résistances R9 et R10, du comparateur U1A ainsi que des trois portes logiques NON-ET U3A, U3B et U3D. Les trois portes logiques sont branchées de façon à se comporter comme une porte ET. Les conditions citées au premier paragraphe font qu'un niveau 1 sera toujours présent à la broche 2 d'U3A (l'interrupteur est toujours en conduction puisque l'ensoleillement est suffisant pour maintenir une tension supérieure à 15,3 V aux bornes du panneau PV). Lorsqu'une entrée d'une porte ET est toujours à un niveau 1, l'état de la sortie sera le même que celui de l'autre broche. Cette condition est l'équivalent de brancher directement la sortie du comparateur U1A à la grille du MOSFET Q1. Ceci nous permettra de ne pas tenir compte des trois portes logiques dans la description du fonctionnement de ce circuit.

En considérant initialement que l'interrupteur Q1 est circuit ouvert, que les charges de la bobine et du condensateur sont nulles, une différence de potentiel égale à la tension aux bornes du panneau photovoltaïque a lieu aux bornes de Q1. La tension au point B est donc égale à 17,5 V (Vpv) et la tension au point A à 2,5 V (Vpv - 15 V). La tension au point B étant supérieure à celle présente au point A, un niveau logique 1 est présent au point C permettant ainsi à l'interrupteur d'entrer en conduction.

A ce moment, une chute de tension de 17,5 V (puisque VC7 = Vpompe = 0V) a lieu aux bornes de la bobine. La tension au point B est toujours égale à 17,5 V. A mesure que le courant s'approche de sa valeur nominale, la tension diminue au point B (aux bornes de la bobine puisque la tension aux bornes de l'interrupteur est nulle). La tension appliquée aux bornes de la pompe, et du

condensateur (VC7 = Vpv - VL1), augmente au même rythme que la tension VL diminue. Lorsque la tension au point B atteint la valeur de la tension au point A (2,5 V), Vpompe est donc égal à 15 V, le comparateur U1A ouvre l'interrupteur en appliquant un niveau 0 au point C. Ainsi, aucun courant provenant du panneau photovoltaïque ne circule dans la pompe. Cette brusque baisse de courant amène une tension négative légèrement inférieure à -15,7 V aux bornes de la bobine, donc une tension inférieure à 2,5 V au point B. La bobine restitue alors le courant qu'elle a emmagasiné à la pompe et le condensateur se décharge légèrement faisant en même temps augmenter la tension présente au point B. Lorsque la tension au point B devient supérieur à celle présente au point A, l'interrupteur entre en conduction causant une chute de potentiel légèrement supérieure à 2,5 V aux bornes de la bobine. A mesure que le courant se stabilise, C7 se charge alors que la tension aux bornes de la bobine (point B) diminue. Le cycle recommence.

5.0 RESULTATS OBTENUS

Un banc d'essais a été monté pour comparer les résultats obtenus avec et sans l'emploi du convertisseur de puissance. Un panneau photovoltaïque d'une puissance maximale de 18 W a été utilisé pour tester le circuit dans les deux cas. Une pompe circulatrice d'une puissance de 11 W à 14 V, fabriquée par Hartell, a été employée pour pomper du glycol dans une boucle. Le débit du glycol a pu être ainsi mesuré sous différent taux d'ensoleillement.

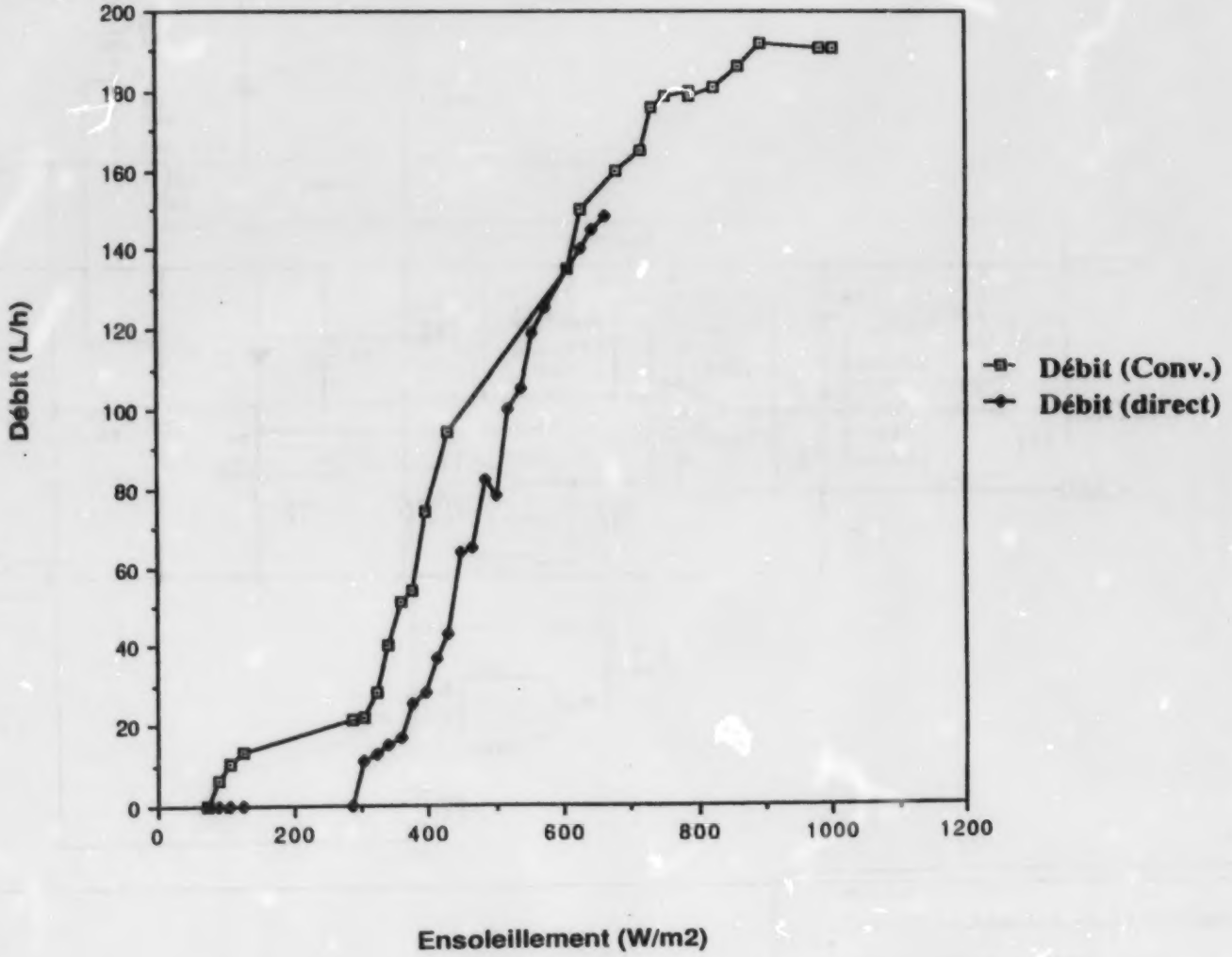
Le graphique intitulé POMPE HARTELL AVEC PV DE 18 W montre les résultats obtenus. La courbe Débit(conv) représente le débit obtenu en utilisant le convertisseur de puissance, tandis que la courbe Débit(direct) représente le débit obtenu lorsque la pompe est branché directement au panneau photovoltaïque.

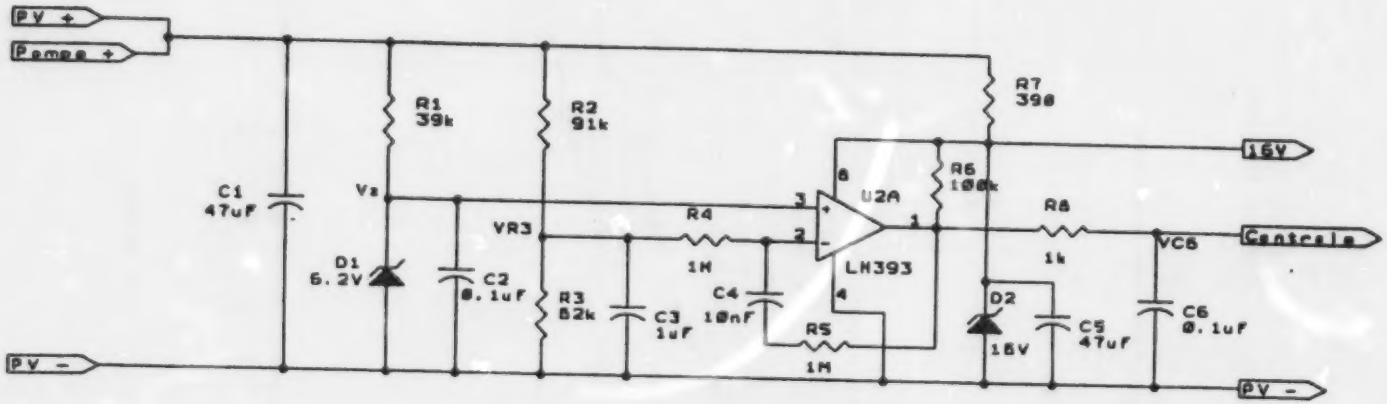
L'utilisation d'un convertisseur de puissance permet l'obtention d'un débit sous un ensoleillement de moins de 100 W/m^2. La régulation de tension à 15 V à la charge limite le débit maximum à environ 190 L/h.

Dans le cas où la pompe est branchée directement au panneau PV, aucun débit n'est enregistré avant d'atteindre un ensoleillement d'environ 300 W/m^2. L'absence de régulateur de tension à la charge fait en sorte que le débit maximum obtenu est de l'ordre de 210 L/h à 17,5 V. Noter que dans ce cas-ci, aucune donnée n'a été prise pour des ensoleillement supérieur à 700 W/m^2.

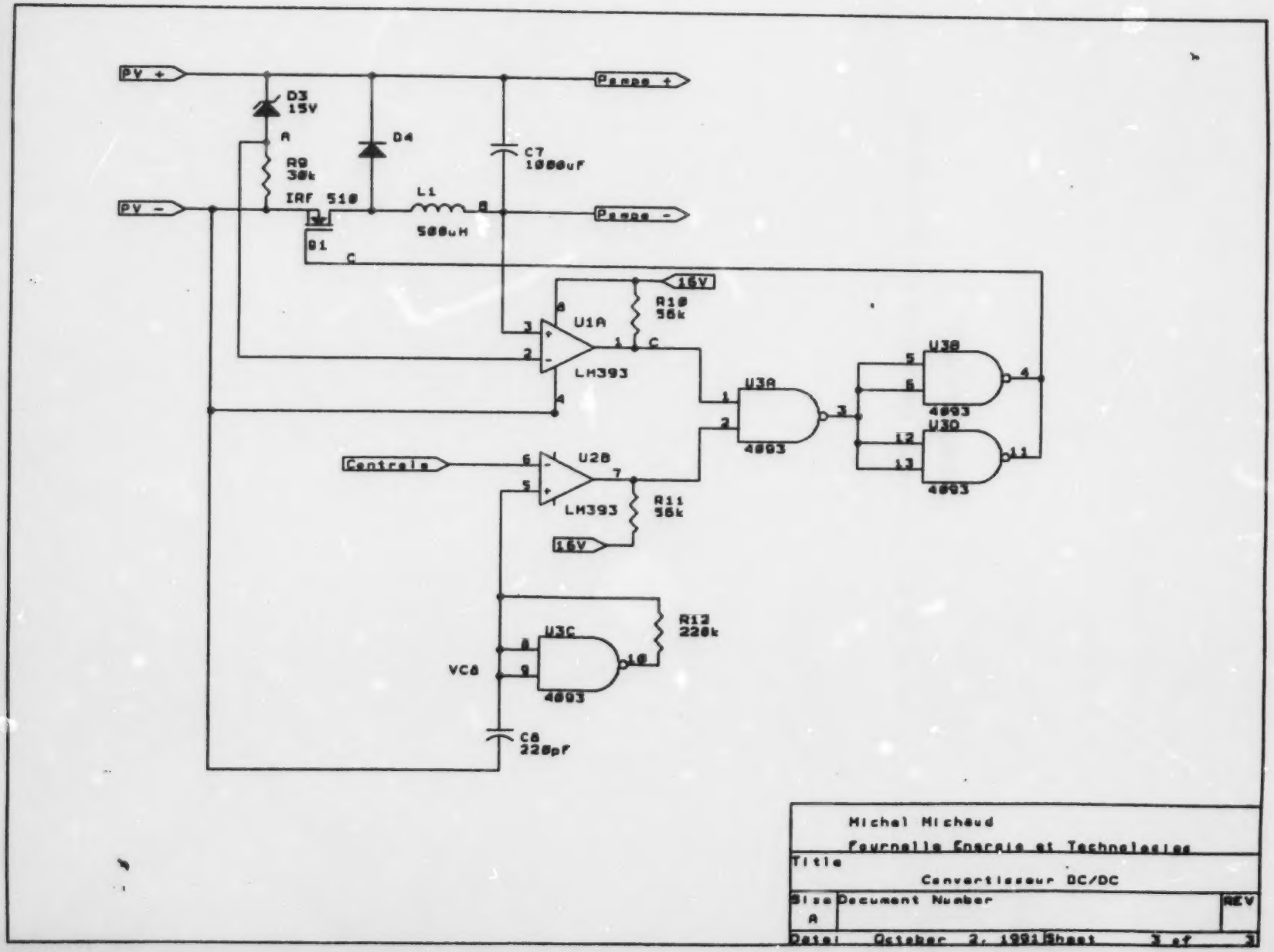
L'utilisation du convertisseur de puissance permet donc à la pompe de démarrer sous un ensoleillement trois fois moindre pour un panneau photovoltaïque de puissance donnée.

Pompe Hartell avec PV de 18W





Michel Michaud Fournelle Energie et Technologies		
Title: Convertisseur DC/DC		
Size: A	Document Number:	REV
Date: October 2, 1991	Sheet 2 of 3	



Michel Michaud		
Fournelle Energie et Technologies		
Title: Convertisseur DC/DC		
Size: A	Document Number:	REV
Date: October 2, 1991	Sheet 3 of 3	

Quatrième partie:

Manuel d'installation des premières unités vendues à Hydro-Québec.

Téléphone : (514) 251-0398
Télécopieur : (514) 251-0398

Fournelle Énergie Technologie Inc.
4343, Hochelaga
Montréal, Québec
Canada
H1V 1C3

Le 27 août 1991

STATION HYDROMETEOROLOGIQUE 1991

PROJET MANICOUAGAN

MANUEL D'INSTALLATION ET GUIDE D'ENTRETIEN

Préparé par: Normand Vallières

TABLE DES MATIERES:

1. Lire avant de commencer la construction de l'abri.

2. Principaux outils requis.

3.Remplissage du réservoir de stockage avec le matériau à changement de phase.

4. Installation des supports de capteurs,
   - #1-perçage et filetage des points d'ancrages sur la façade sud de l'abri,
   - #2-installation des traverses verticales,
   - #3-installation des traverses horizontales.

5. Installation des capteurs,
   - #1-vue explosive de côté: installation du capteur central,
   - #2-vue de façe: installation des capteurs d'extrémités.

6. Installation des panneaux P.V..

7. Installation de la tuyauterie.

8. Test de pression.

9. Installation et branchement de l'équipement de contrôle.

10. Installation des couvercle de capteurs.

11. Fonctionnement du système.

12. Guide d'entretien.

13. Marche à suivre pour détecter un bris dans les systèmes de contrôle.

LIRE AVANT DE COMMENCER LA CONSTRUCTION DE L'ABRI

L'une des façades de l'abri doit être orienté plein sud.

L'on doit retrouver sur cette façade, deux ouvertures de 3" diam. sur le côté droit lorsque vue de l'extérieur.

L'on doit pouvoir installer deux réservoirs d'azote en bout de tablette dans le coin gauche (vue de l'intérieur) coté sud.

Cet abri doit comporter un mur amovible servant à isoler d'avantage les instruments. Ce mur sera installé à 27 pouces du mur intérieur sud.

A l'installation de la tablette supérieure; laissez un espace d'air de 2" entre le fond de la tablette et le mur sud. Cela permettra le passage de la tuyauterie, des cables électriques et des capillaires.

Avant d'installer la tablette inférieure; déposez le réservoir de stockage comprenant les unités de pompage et de contrôle dans le coin sud-ouest à 1 1/2" du mur intérieur sud et à 1" du mur intérieur ouest. L'unité de pompage et de contrôle se trouvera vers le centre du mur sud. Une fois le réservoir en place, faites un trou de trois pouces dans la tablette de façon à ce que le bouchon de remplissage du réservoir y dépasse lorsque la tablette est en place.

Il est fortement recommandé de commencer le remplissage du réservoir de stockage avec le matériau à changement de phase le plus tôt possible dans le cas ou il faudrait répéter l'opération souvent.

PRINCIPAUX OUTILS REQUIS:

- escabeau et échelle
- générateur diésel
- perceuse électrique
- ensemble complet de forêt (plus particulièrement 27/64" dia.)
- équipement pour faire des filets (plus particulièrement 1/2" dia.-13)
- "hole saw" 3 pouces de dia.
- ensemble de "ratchet" (plus particulièrement 7/16", 1/2" et 3/4")
- ensemble complet de clef ALLAN système métrique et anglais (plus particulièrement 5mm)
- tournevis droit, étoile et carré no. 2
- ensemble complet de clef système anglais (plus particulièrement 1/2", 3/4", 13/16", 1", 1 1/8", 1 1/4")
- Clef ajustable (à molette) avec une ouverture maximum de 2" ou clef de 1 3/4"
- ruban à mesurer
- "pipe wrench"
- pompe à air manuelle

REMPLISSAGE DU RÉSERVOIR DE STOCKAGE AVEC LE MATÉRIAU A CHANGEMENT DE PHASE:

Note: Le matériau à changement de phase vous est fourni dans 20 contenants de 20 litres chacun. Il faut faire fondre ce matériel pour pouvoir le transvider dans le réservoir de stockage.

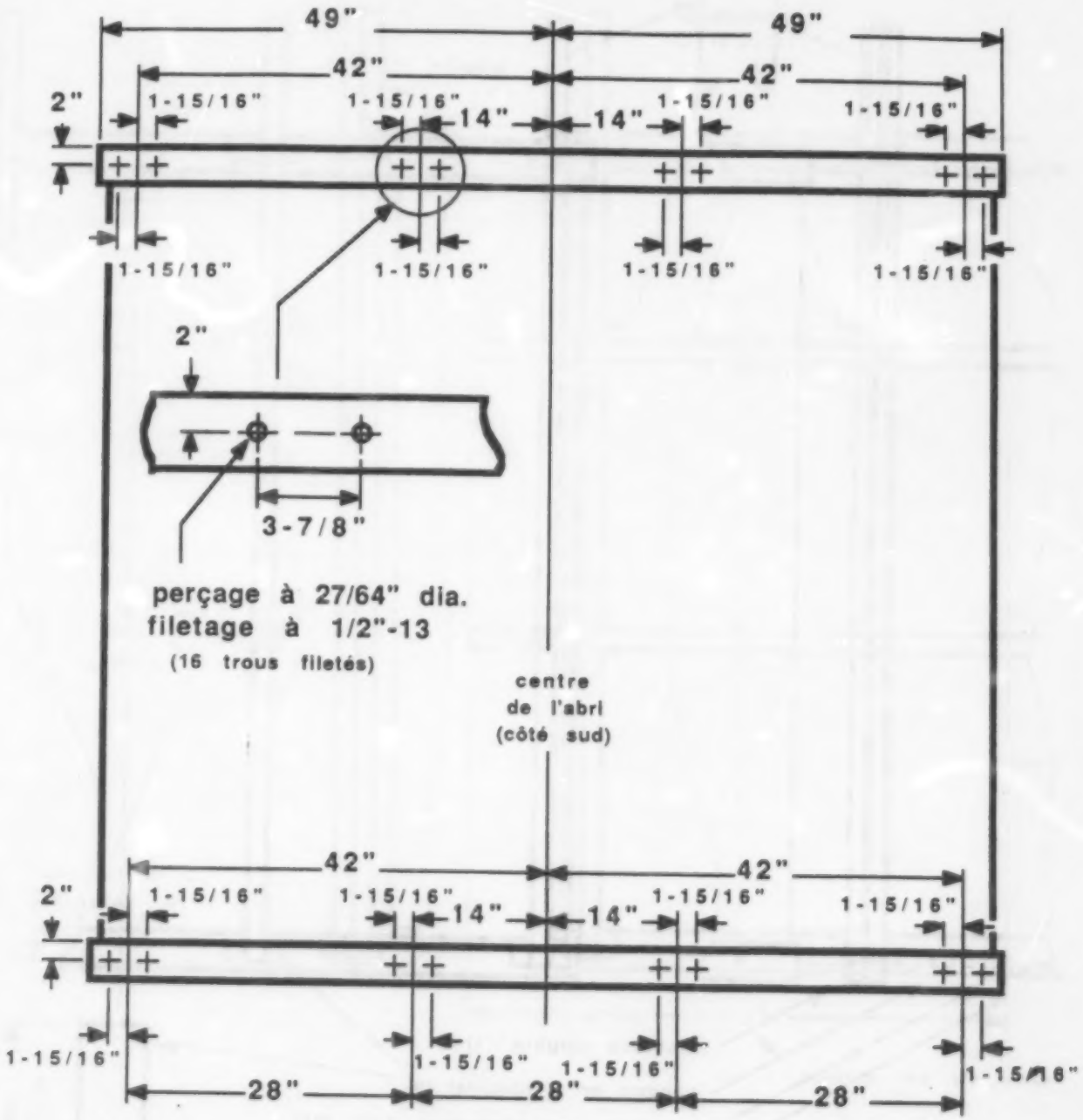
1- Placez les 20 contenants de matériau à changement de phase à l'intérieur de l'abri, tout autour de la chaufferette au propane. Ajuster le chauffage à 35°C et laisser fondre toute une nuit. Le lendemain, transvider le matériau liquide dans le réservoir de stockage. Si une partie du matériau n'a pas fondu, répéter l'opération.

2- Une fois les 20 contenants transvidés, vissez et serrez le bouchon du réservoir de stockage.

INSTALLATION DES SUPPORTS DE CAPTEURS:

#1-PERÇAGE ET FILETAGE DES POINTS D'ANCRAGES SUR LA FAÇADE SUD DE L'ABRI

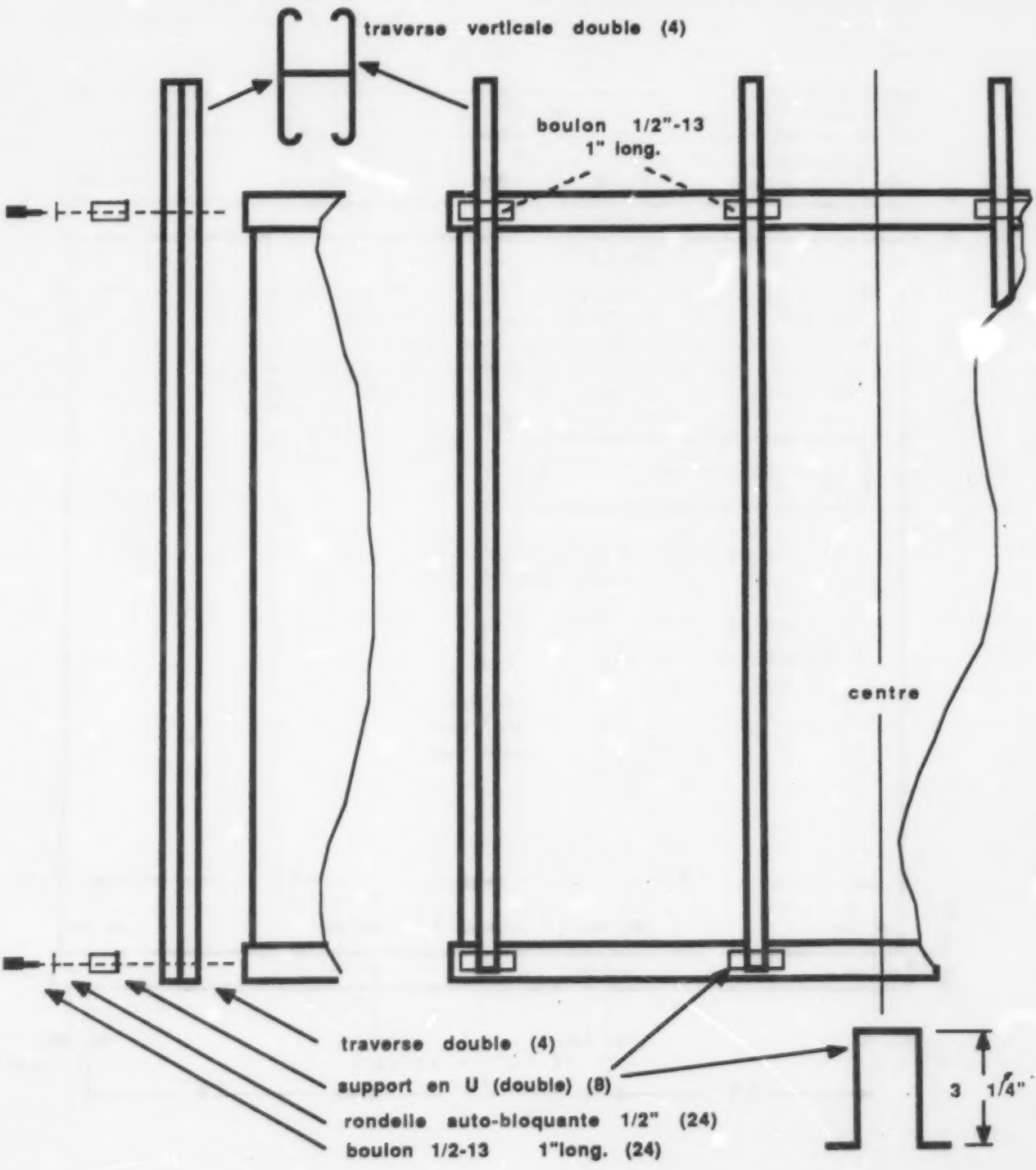
-percez 16 trous de 27/64" aux endroits indiqués sur le dessin,
-filetez les 16 trous à 1/2"-13.



(installation des supports)

#2-INSTALLATION DES TRAVERSES VERTICALES

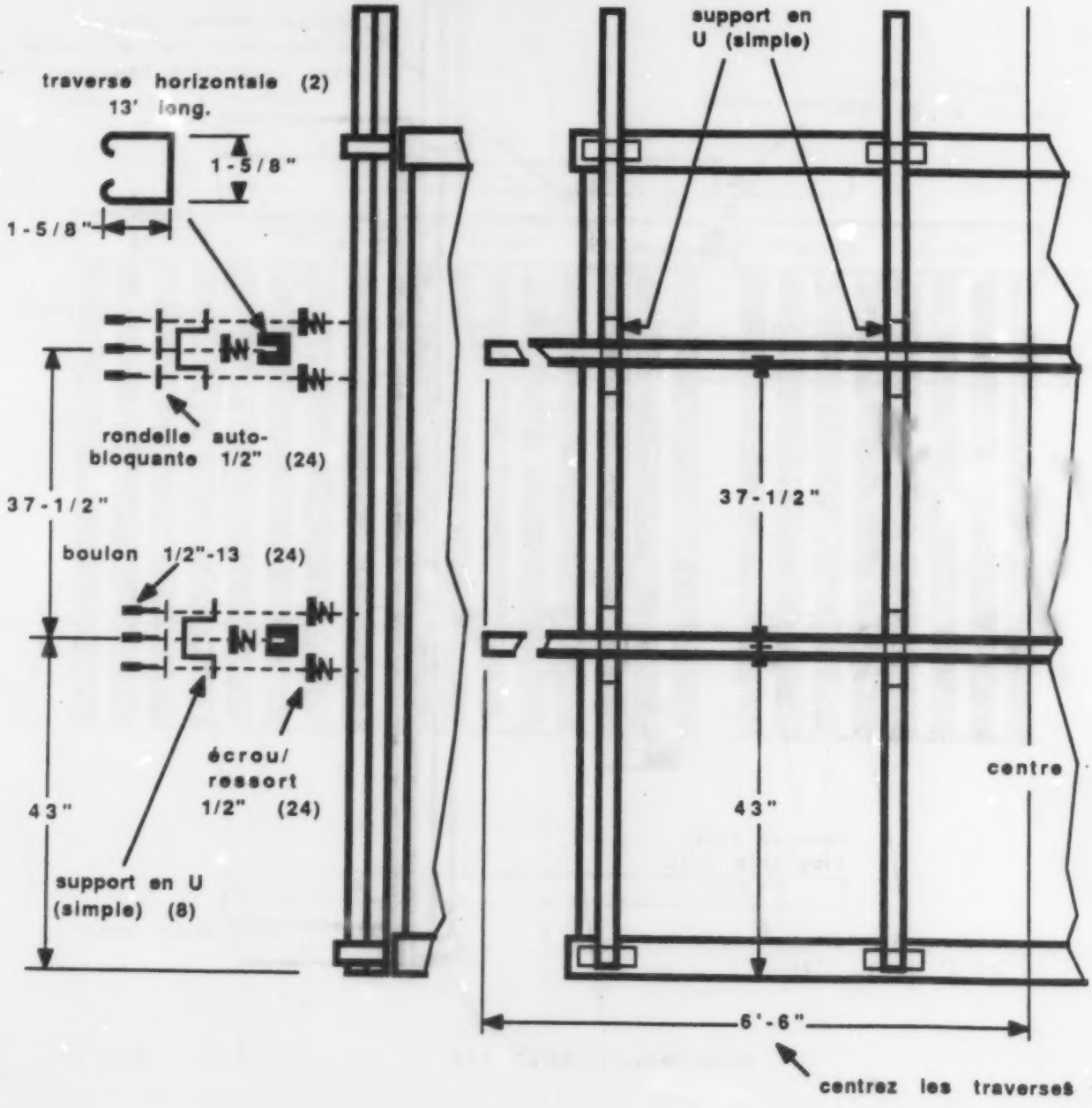
-fixez les quatre traverses verticales doubles de 10' à l'aide des huit supports en U (double) en vous servant des trous filetés de 1/2"-13.



(installation des supports)

#3-INSTALLATION DES TRAVERSES HORIZONTALES

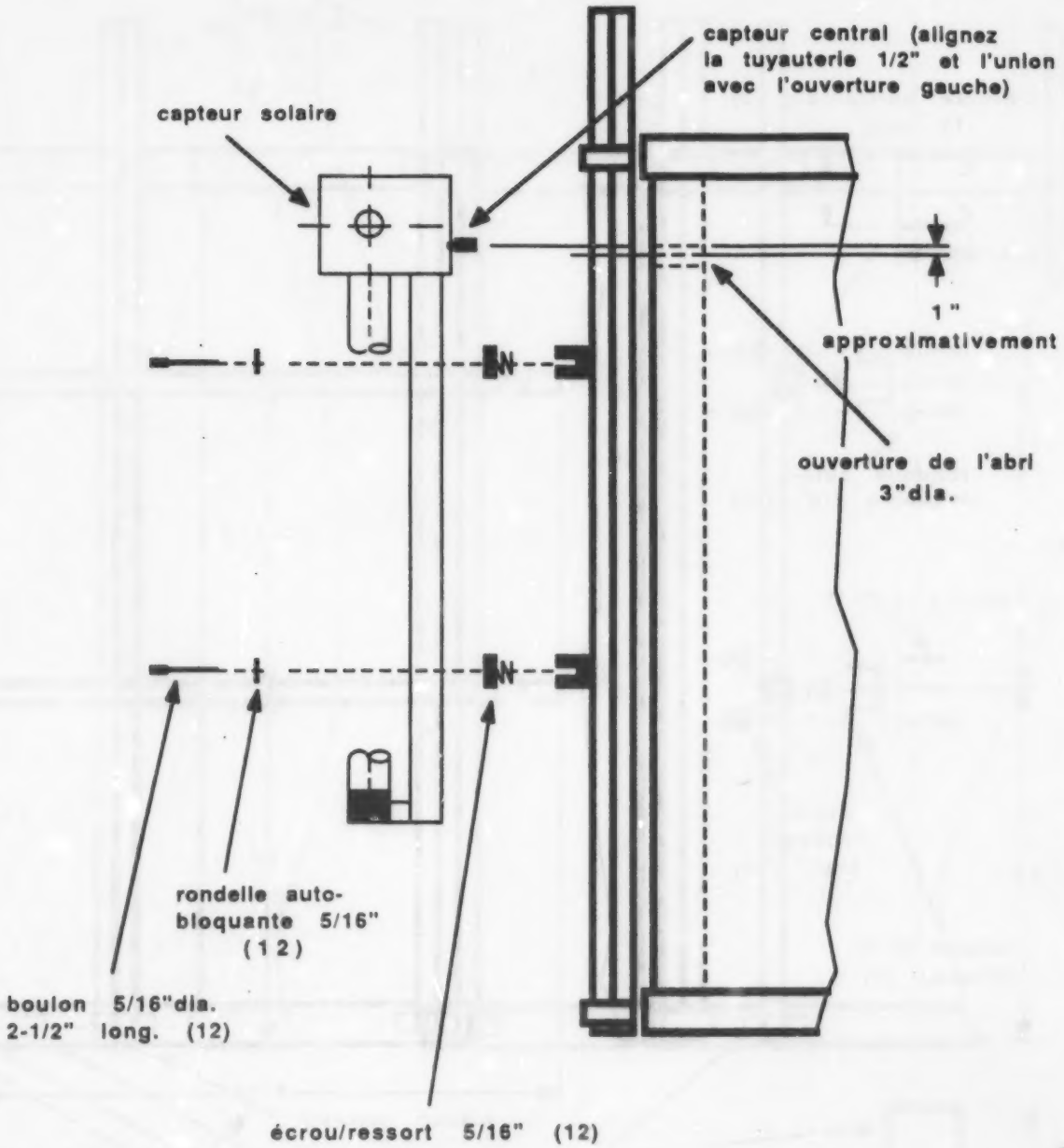
-fixez les deux traverses horizontales simples de 13' à l'aide de huit supports en U (simple) en vous servant des écrous à ressort que vous aurez insérés dans les traverses verticales (deux écrous par support en U) et dans les traverses horizontales (un écrou par support en U),
-assurez-vous que les traverses horizontales sont centrées avant de serrer,
-le schéma vous indique la position des traverses.



INSTALLATION DES CAPTEURS

#1-VUE EXPLOSIVE DE COTE: INSTALLATION DU CAPTEUR CENTRAL

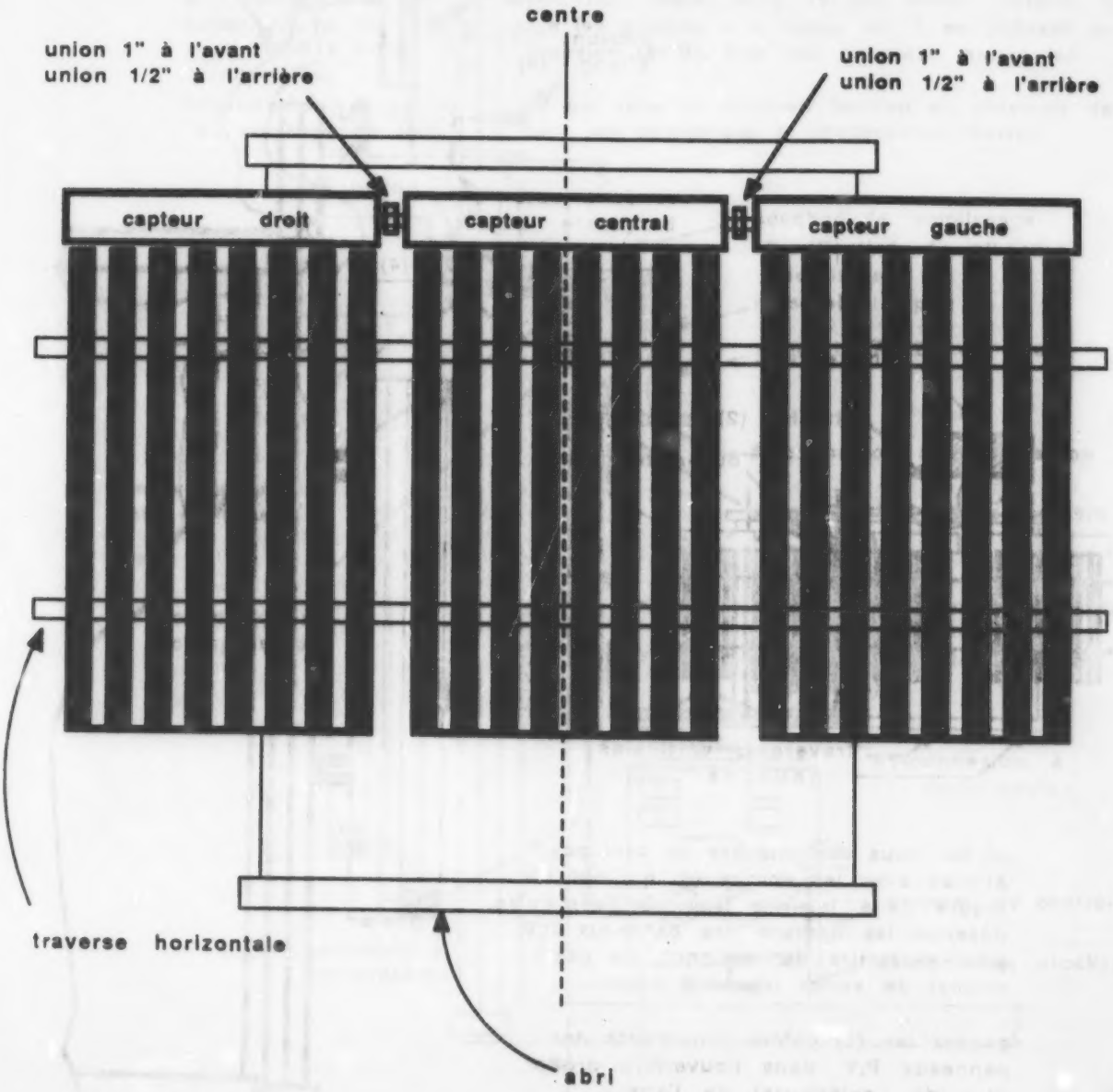
-placez le capteur central au centre de l'abri et alignez la tuyauterie 1/2" (à l'arrière du capteur) avec l'ouverture gauche de l'abri,
-fixez les quatre boulons du capteur aux deux traverses horizontales (2 boulons par traverse).



(installation des capteurs)

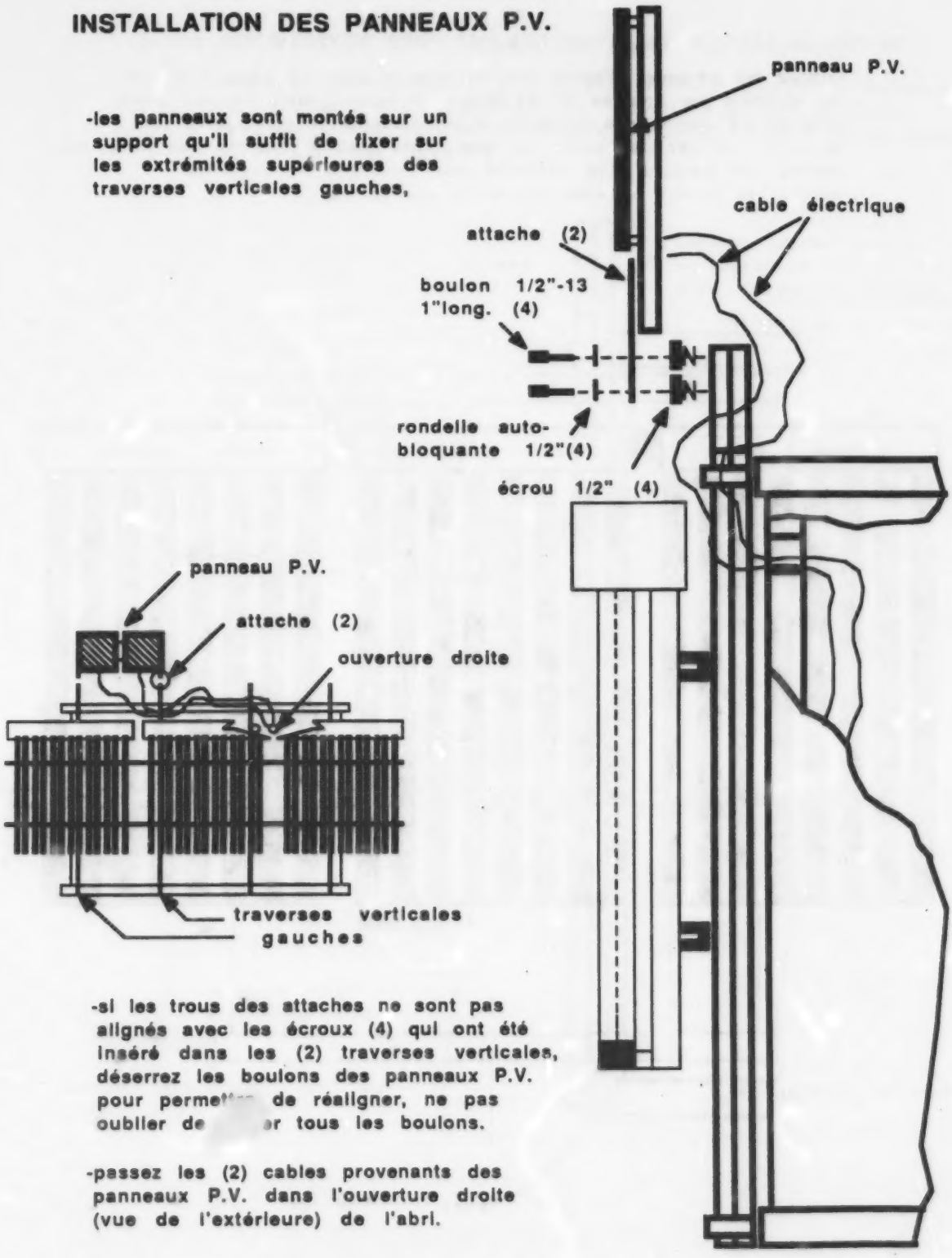
#2-VUE DE FAÇE: INSTALLATION DES CAPTEURS D'EXTREMITES

-placez les capteurs d'extrémités de chaque côté du capteur central en utilisant les boulons et les écrous à ressort mais ne pas serrer,
-alignez les unions des capteurs et les visser à la main (s'ils sont brûlants, utilisez des outils ou des gants mais ne serrez pas fortement),
-serrez les boulons des capteurs aux traverses horizontales,
-serrez les unions à l'aide des outils appropriés.



INSTALLATION DES PANNEAUX P.V.

-les panneaux sont montés sur un support qu'il suffit de fixer sur les extrémités supérieures des traverses verticales gauches,

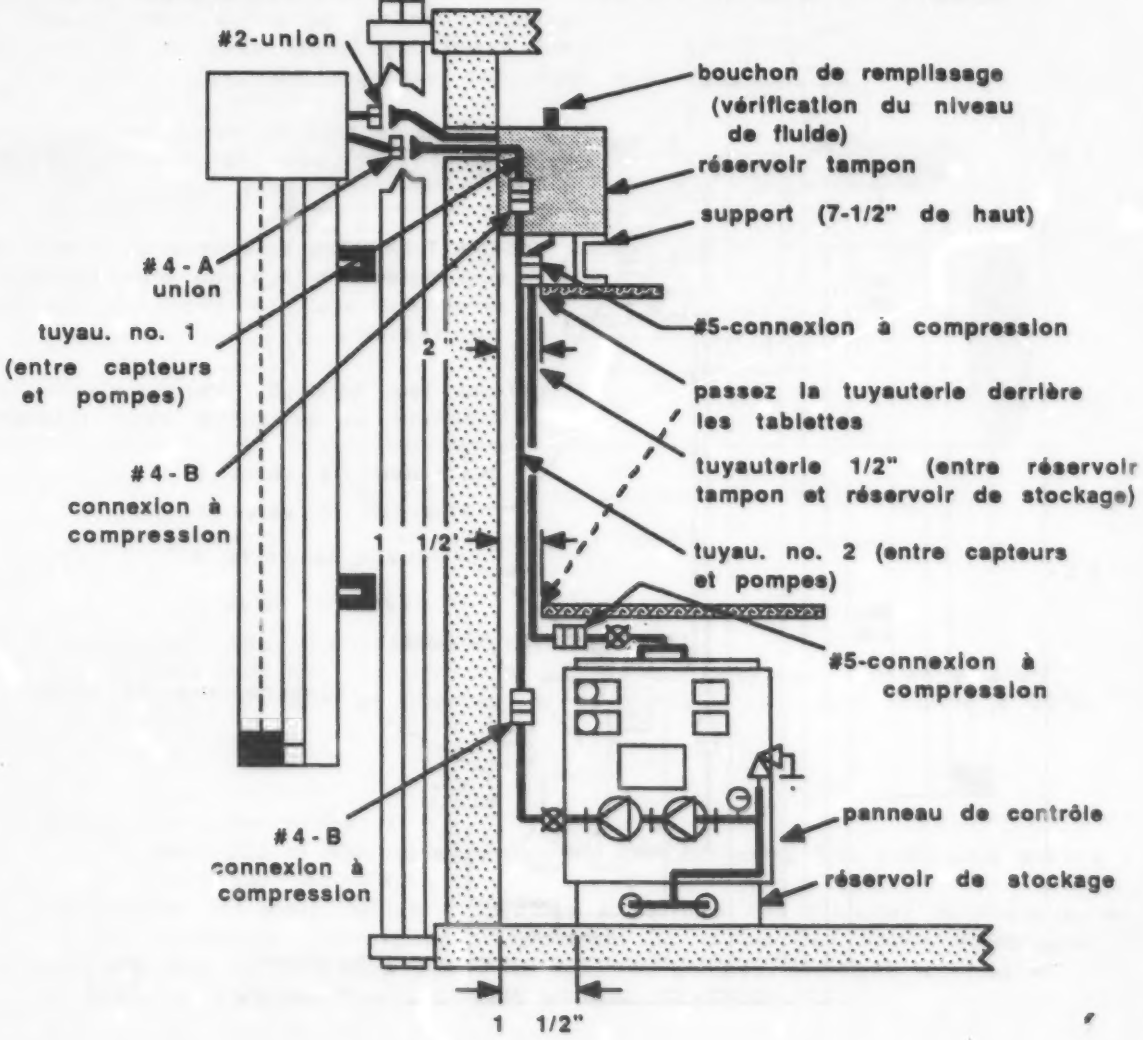


-si les trous des attaches ne sont pas alignés avec les écroux (4) qui ont été inséré dans les (2) traverses verticales, déserrez les boulons des panneaux P.V. pour permet[illegible] de réaligner, ne pas oublier de [illegible]r tous les boulons.

-passez les (2) cables provenants des panneaux P.V. dans l'ouverture droite (vue de l'extérieure) de l'abri.

INSTALLATION DE LA TUYAUTERIE

1-déposez le réservoir tampon sur la tablette supérieure et passez le tuyau arrière dans l'ouverture de 3" de dia. qui se trouve à votre droite,
2-faites la connexion entre le tuyau arrière du réservoir tampon (union mâle) et le tuyau arrière du capteur central (union femelle). Serrez,
3-le réservoir de stockage doit se trouver en position à ce stade (se référer à la première page du manuel d'installation: LIRE AVANT...paragraphe 6),
4-installez la tuyauterie composée de 2 pièces, qui relie les pompes aux capteurs; passez l'union mâle de la tuyau. no.1 à travers l'ouverture intérieure gauche. Vissez à la main l'union femelle du tuyau arrière du capteur de droite à l'union mâle de la tuyau. no.1 (#4-A) mais ne pas serrer. Installez la tuyau. no. 2, qui relie les pompes à la tuyau. no. 1, en utilisant les connexions à compression (#4-B). Une fois en place, serrez les connexions,
5-installez la tuyauterie qui relie le réservoir tampon au réservoir de stockage en utilisant les connexions à compression. Serrez.



TEST DE PRESSION

Après avoir serré toutes les connexions de plomberie, il faut vérifier l'étanchéité du circuit (le système doit être à l'arrêt):

#1-ouvrez les quatre (4) valves d'isolation,

#2-enlevez le bouchon original du réservoir tampon et vérifiez le niveau de glycol (en ajouter si nécessaire), vissez et serrez le bouchon pourvu d'une valve à air.

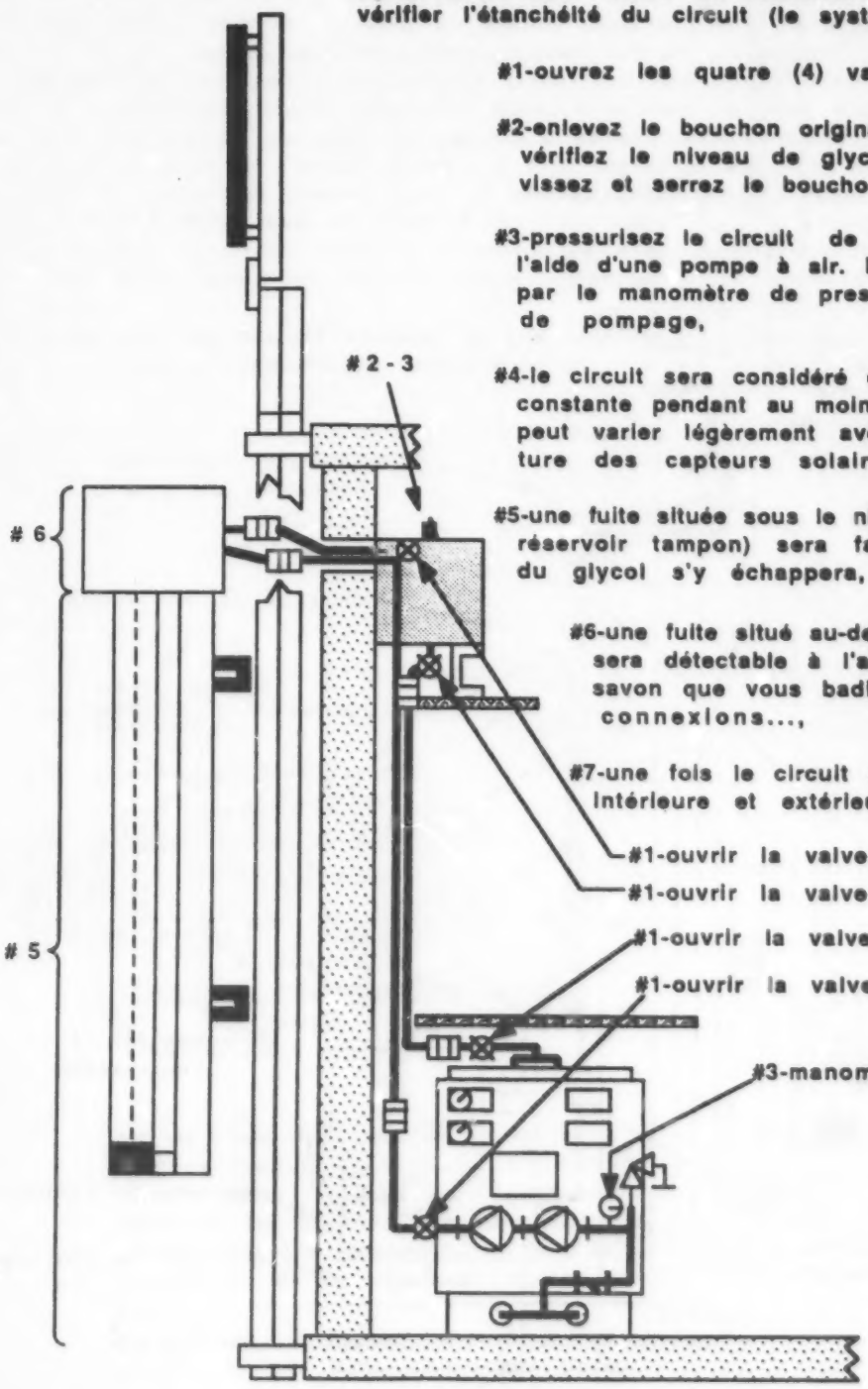
#3-pressurisez le circuit de plomberie à 20 PSig à l'aide d'une pompe à air. La pression est indiquée par le manomètre de pression installé sur l'unité de pompage,

#4-le circuit sera considéré étanche si la pression reste constante pendant au moins quatre heures (la pression peut varier légèrement avec la variation de température des capteurs solaires),

#5-une fuite située sous le niveau de glycol (sous le réservoir tampon) sera facilement détectable car du glycol s'y échappera,

#6-une fuite situé au-dessus du niveau de glycol sera détectable à l'aide d'un mélange eau-savon que vous badigeonnerez sur toutes les connexions...,

#7-une fois le circuit étanche, isolez la tuyauterie intérieure et extérieure avec l'isolant SENFLEX.



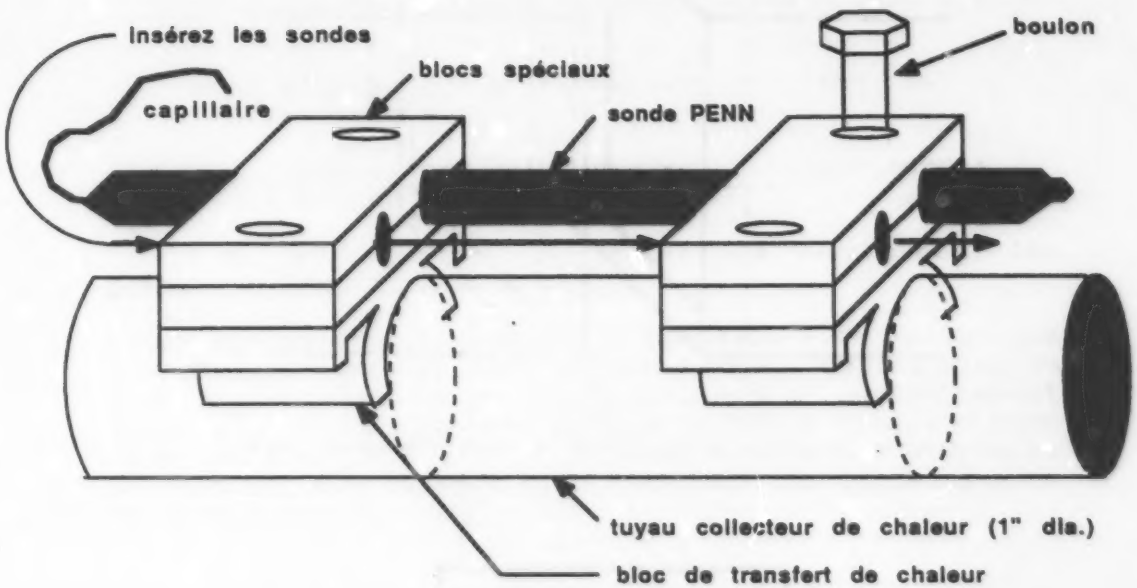
INSTALLATION ET BRANCHEMENT DE L'EQUIPEMENT DE CONTROLE

A-Installation des sondes des aquastats PENN au capteur solaire.

A-1: déroulez les capillaires et passez-les dans l'ouverture gauche (vue de l'intérieure) de l'abri,

A-2: ouvrez le couvercle du capteur central et passez les sondes dans le trou arrière du capteur sur le côté droit,

A-3: desserrez les boulons des deux blocs spéciaux prévus pour tenir les sondes. Insérez les deux sondes de gauche à droite dans les blocs spéciaux et serrez les boulons.



B-Vérification des thermostats/aquastats

B-1: assurez-vous que les aquastats PENN (à bulbes) sont ajustés à 210°F,

B-2: assurez-vous que les thermostats HONEYWELL (air) sont ajustés à 33°C.

C-Branchement des panneaux P.V.

C-1: les deux câbles électriques provenant des panneaux P.V. sont déjà passés à l'intérieur de l'abri,

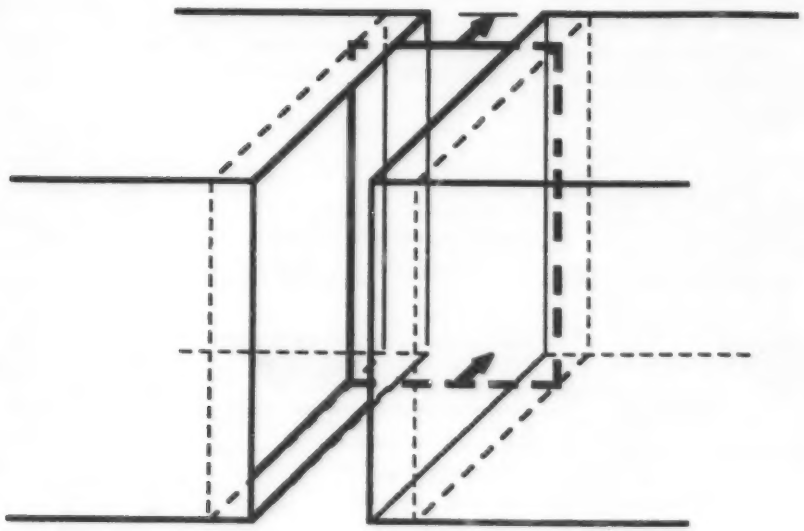
C-2: passez les deux câbles électriques à l'arrière des tablettes et branchez-les aux connexions correspondantes sortant de la ou des boîtes électriques,

C-3: une fois les panneaux P.V. branchés, les pompes devraient fonctionner (voir la section: FONCTIONNEMENT DU SYSTEME).

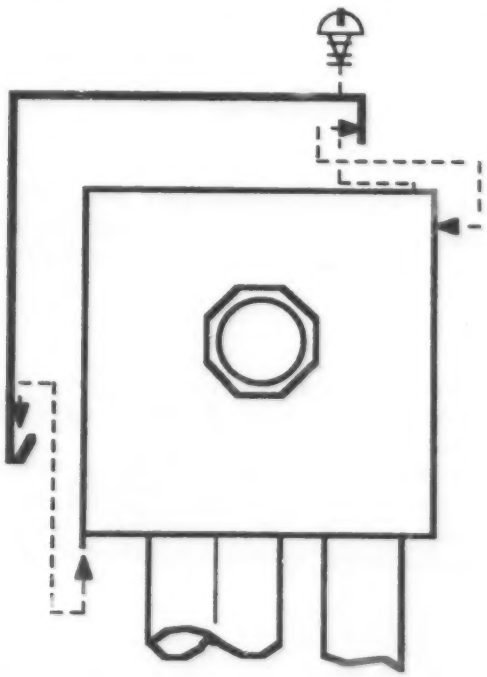
INSTALLATION DES COUVERCLES DE CAPTEURS

A-Installez les couvercles arrières entre chacun des capteurs (2) (les couvercles seront maintenus en place par la laine de verre).

B-Isolez les connexions des capteurs avec de la laine de verre.



C-Installez les couvercles avants à l'aide de vis de type auto-perçante.



FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME

Une fois les panneaux P.V. branchés, le système est en opération.

Les pompes fonctionnent si:

- Il y a suffisamment d'ensoleillement (200 w/m2 ou plus).
- La température à l'intérieur de l'abri est inférieure à 33°C.
- La température des capteurs est inférieure à 210°F (100°C).

Si l'une de ces conditions n'est pas respectées, les pompes ne fonctionneront pas.

Notez que si vous branchez les panneaux P.V. au système lorsque les capteurs sont en plein soleil depuis plus de deux heures, les pompes ne fonctionneront probablement pas, puisque la température des capteurs risque d'être supérieure à 210°F (100°C). Dans ce cas, les pompes ne démarreront que lorsque la température des capteurs aura baissée à 210°F.

Pour savoir si les pompes fonctionnent:

-les ailettes que l'on peut voir à travers les ouvertures de la pompe tournent,

-les pompes peuvent émettre un léger bruit,

-la température de la tuyauterie entre le réservoir tampon et le réservoir de stockage (sortie des capteurs) devra être plus élevée que la température de la tuyauterie entre les pompes et les capteurs (entrée des capteurs). Vous pouvez comparer les

températures au touché. Notez que la différence de température peut être très faible si l'ensoleillement est faible. S'il n'y a pas de différence de température, et que les pompes tournent, vérifiez si les quatre valves d'isolation sont ouvertes et si il y a suffisamment de glycol dans le réservoir tampon lorsque le système est à l'arrêt.

La seule raison qui peut justifier que les pompes ne fonctionnent pas lorsque l'ensoleillement est suffisant et que le système est en opération depuis le lever du soleil; c'est que la température dans l'abri a atteint et dépassé 33°C au cours de cette période.

GUIDE D'ENTRETIEN:

A chaque visite:

1- Le système fonctionne-t-il normalement ?

Vérifiez qu'au cours d'une journée ensoleillée à moyennement nuageuse, que les pompes fonctionnent et que le tuyau contenant le glycol qui revient des capteurs est plus chaud que celui qui sort du panneau de contrôle.

2- Quoi faire si les pompes fonctionnent et que le tuyau de retour des capteurs n'est pas plus chaud que l'autre ?

Si l'ensoleillement est faible, c'est normal car la différence de température peut être de seulement quelques degrés.

Si l'ensoleillement est de moyen à fort, vérifiez que toutes les valves sont ouvertes et le niveau de glycol en vous référant à l'étape 5 du guide d'entretien.

3- Vous arrivez sur le site par une belle journée et une ou les deux pompes ne fonctionnent pas, que faire ?

Si le réservoir de stockage est à plus de 30°C, c'est normal car les thermostats ont arrêté les pompes (ou une seule).

Si le réservoir de stockage est froid il faut vérifier s'il y a un bris dans le ou les systèmes de contrôle. Référez-vous à "MARCHE A SUIVRE POUR DÉTECTER UN BRIS DANS LES SYSTÈMES DE CONTRÔLE" que vous trouverez à la suite du guide d'entretien.

4- Vérifiez visuellement s'il y a des fuites dans la

tuyauterie, si les boulons qui supportent les capteurs sont bien vissés, si les tubes sous vide sont en bon état (changez un tube si son extrémité devient blanchâtre car cela indique qu'il a perdu son vide).

5- Pour changer un tube qui a perdu son vide;

-laissez le système fonctionner,
-enlevez le couvercle du capteur,
-déserrez les vis du bloc échangeur correspondant au tube à changer,
-soulevez le tube légèrement pour dégager l'extrémité du bas du support inférieur,
-retirez le condenseur (l'extrémité du haut) du bloc échangeur en tirant légèrement vers le bas et vers l'extérieur du capteur,
-changez le bloc échangeur si nécessaire,
-procédez de la même façon mais en inversant les étapes pour installer le nouveau tube.

Une fois par année:

6- Vérifiez le niveau de glycol en procédant comme suit;
- débranchez les panneaux P.V.,
- dévissez le bouchon du réservoir tampon,
- vérifiez le niveau de glycol (le réservoir doit être plein),
- ajoutez le mélange 40% eau et 60% glycol si nécessaire (s'il en manque beaucoup, il faut faire un test de pression pour détecter la ou les fuites: référez-vous à "TEST DE PRESSION" que vous trouverez dans le manuel).

Une fois tous les trois ans:

7- Changez le mélange eau-glycol.

N'OUBLIEZ PAS DE BRANCHER LES PANNEAUX P.V. AVANT DE QUITTER LE SITE.

MARCHE À SUIVRE POUR DÉTECTER UN BRIS DANS LES SYSTÈMES DE CONTROLE (une ou les deux pompes ne semblent pas fonctionner):

A faire lorsque l'ensoleillement est suffisant (temps ensoleillé ou de légèrement à moyennement couvert) et pour le ou les deux systèmes défectueux:

#1- Si les deux pompes ne fonctionnent pas, fermez la valve à la sortie des pompes pour empêcher que le glycol atteigne les capteurs à haute température lorsque vous aurez corrigé le problème.

Si une pompe fonctionne, ne fermez pas la valve et laissez fonctionner la pompe tout au long de la procédure.

#2- Mettez le (du système défectueux) ou les aquastats PENN (glycol) 1 et/ou 2 hors fonction selon le cas en augmentant la ou les températures de consigne au maximum.

Si la ou les deux pompes démarrent, cela indique que la température a atteint 33°C au cours de la journée. Le(s) système(s) n'est pas défectueux et passez à l'étape "remise en opération".

#3- Mettez le (du système défectueux) ou les thermostats HONEYWELL (air) 1 et/ou 2 hors fonction en ajustant les températures de consigne au maximum. Si la ou les deux pompes démarrent, cela indique que la température dans l'abri est supérieure à 33°C. Le(s) système(s) n'est pas défectueux et passez à l'étape "Remise en opération".

#4- Vérifiez les fusibles 1 et 2 qui sont à l'intérieur de la ou des boîtes électriques. N'hésitez pas à changer en cas de doute (1.5 A type "slow blow").

#5- Mettez les sélecteurs 1 et 2 qui se trouvent sur le dessus de la ou des boîtes électriques à la position "P.V. DIRECT". Normalement les sélecteurs sont à la position "OPTIMISATEUR DE TENSION".
Si l'une ou les pompes démarrent, cela indique que le ou les optimisateur de tension est ou sont défectueux.

Dans ce cas laissez le ou les sélecteurs à la position "P.V. DIRECT", le système fonctionnera presque aussi bien que sans optimiseurs (démarrage à 300 w/m2 au lieu de 200 w/m2, pas de régulation de tension).

#6- Vérifiez le câble électrique ainsi que les branchements.

#7- Vérifiez à l'intérieur de la ou des boîtes électriques que tout les branchements sont convenablement serrés.

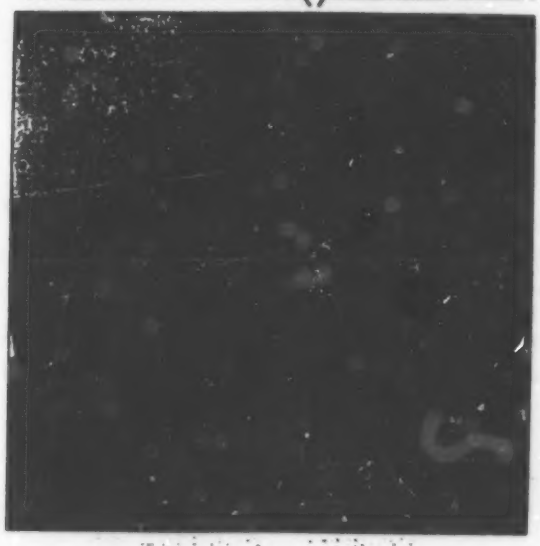
#8- Si la ou les pompes ne fonctionnent toujours pas;

Court-circuiter le (du système défectueux) ou les aquastats PENN; si la ou les pompes démarrent cela indique que le ou les aquastats sont défectueux. Si un aquastat semble en bon état, branchez les fils correspondant de l'autre circuit sur celui-ci en attendant de changer l'aquastat défectueux (respectez la polarité).

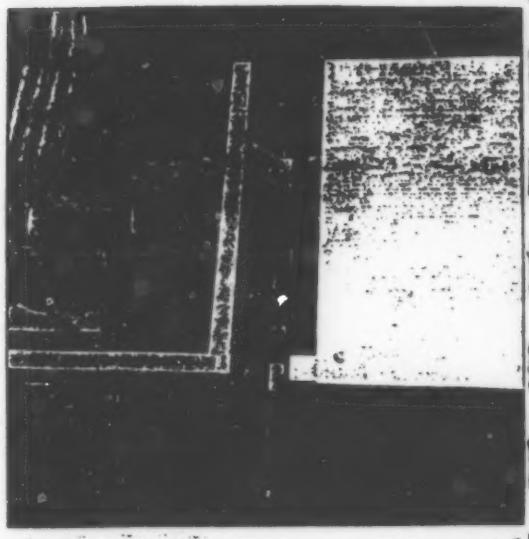
Court-circuiter le (du système défectueux) ou les thermostats HONEYWELL; si la ou les pompes démarrent cela indique que le ou les thermostats sont défectueux. Si un thermostat semble en bon état, branchez les fils correspondant de l'autre circuit sur celui-ci en attendant de changer le thermostat défectueux (respectez la polarité).

Remise en opération:

Une fois que le bris est détecté et réparé, remettez les températures de consigne des aquastats PENN à 210°F (100°C) et des thermostats HONEYWELL à 33°C. Ouvrez la valve à la sortie des pompes. Avant de quitter le site, assurez-vous que les deux pompes fonctionnent).

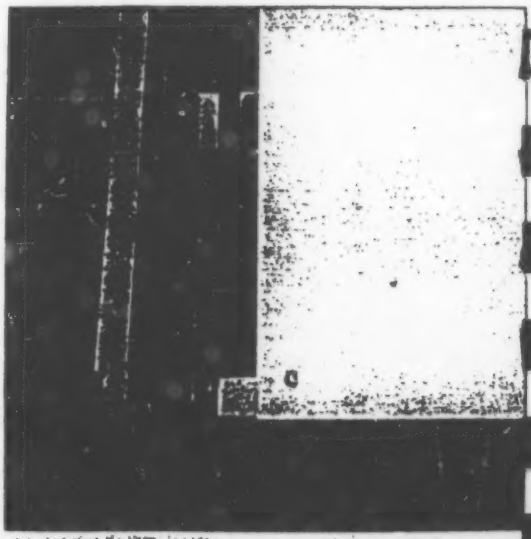


#1- DÉPOSEZ LE RÉSERVOIR À 1½" DU MUR INTÉRIEUR SUD ET À 1" DU MUR INTÉRIEUR OUEST. COMMENCEZ LE REMPLISSAGE LE PLUS TÔT POSSIBLE. LIRE LE MANUEL POUR LES INSTRUCTIONS.



#2- INSTALLATION DES CAPTEURS D'EXTRÉMITÉS ALIGNEZ LES UNIONS DES CAPTEURS EN POUSSANT LES CAPTEURS D'EXTRÉMITÉS VERS LE CAPTEUR CENTRAL (LES CAPTEURS GLISSERONS SUR LES TRAVERSES HORIZONTALES).

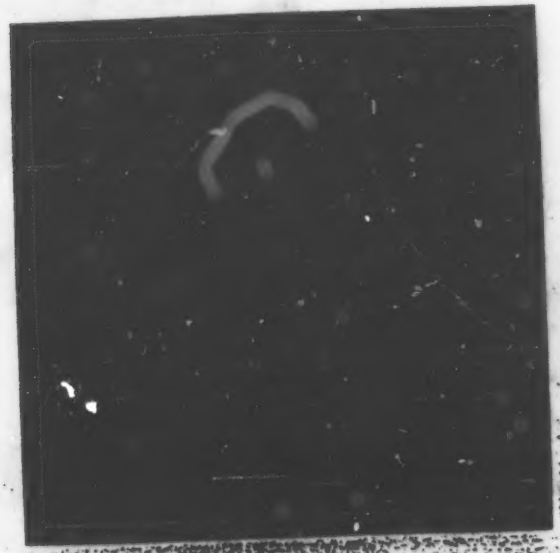
#3B- ALIGNEZ L'UNION FEMELLE DU CAPTEUR DE DROITE AVEC L'UNION MÂLE DU CAPTEUR CENTRAL. VISSEZ À LA MAIN AVEC DES GANTS.



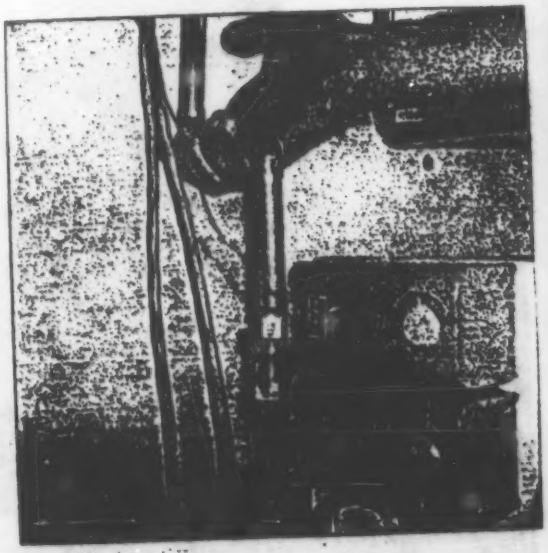
#3A- INSTALLATION DES CAPTEURS D'EXTRÉMITÉ VISSEZ LES UNIONS À LA MAIN (AVEC DES GANTS) SUR LA PHOTO: CAPTEUR GAUCHE AVEC LE CAPTEUR CENTRAL.

#4-A: PASSEZ LE TUYAU ARRIÈRE DU RÉSERVOIR TAMPON DANS L'OUVERTURE DROITE.
#4-B: PASSEZ L'UNION MÂLE DU TUYAU NO.1 À TRAVERS L'OUVERTURE GAUCHE.

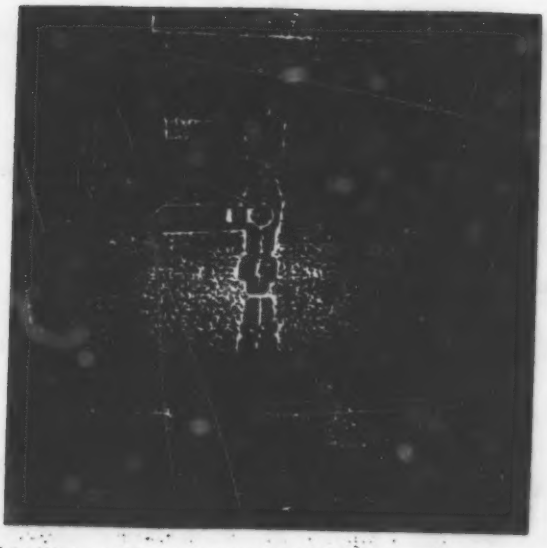
#5-A: FAITES LA CONNEXION DU RÉSERVOIR TAMP ET DU CAPTEUR CENTRAL (BLEU) (A)
#5-B: VISSEZ À LA MAIN LE CAPTEUR DROIT AU TUYAU NO.1 QUI SERT À RELIER LES POMPES AUX CAPTEURS. (ROUGE) (B)



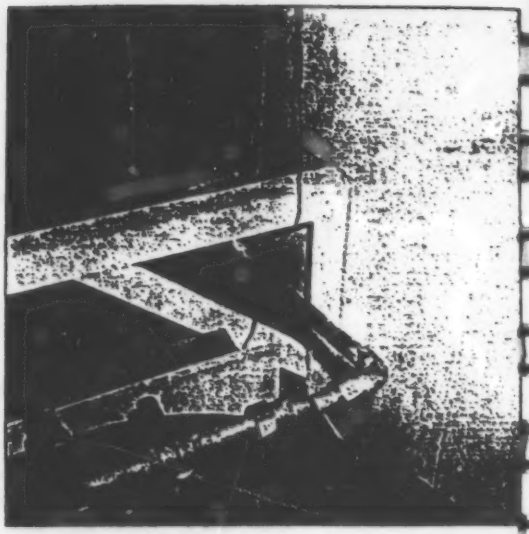
#5-C: FAITES LA CONNECTION ENTRE LE TUYAU NO:1 ET LE TUYAU NO.2.
(CONNECTION DES CAPTEURS AUX POMPES)



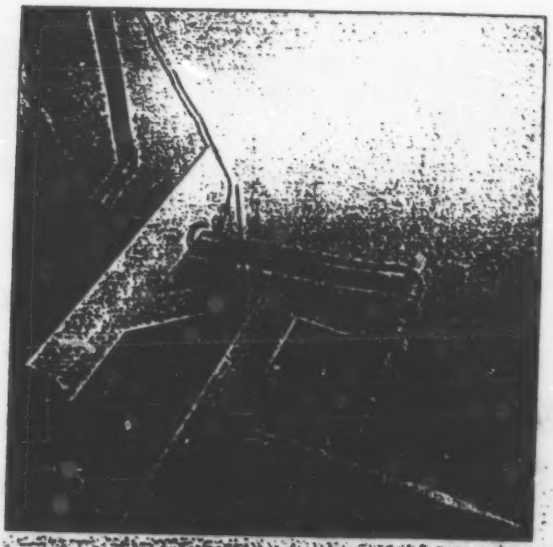
#5-D: FAITES LA CONNECTION ENTRE LE TUYAU NO.2 ET LES POMPES.
(CONNECTION DES CAPTEURS AUX POMPES)



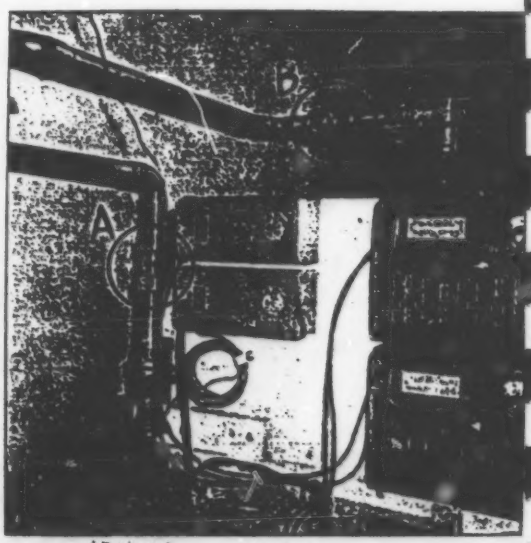
#6A: INSTALLEZ LA TUYAUTERIE QUI RELIE LE RÉSERVOIR TAMPON AU RÉSERVOIR DE STOCKAGE EN UTILISANT LES CONNEXIONS À COMPRESSION.



#6B: INSTALLEZ LE SUPPORT DE TABLETTE CENTRAL ET PASSEZ LA TUYAUTERIE DANS LE TRIANGLE AVANT DE LA CONNECTÉE AU RÉSERVOIR DE STOCKAGE.



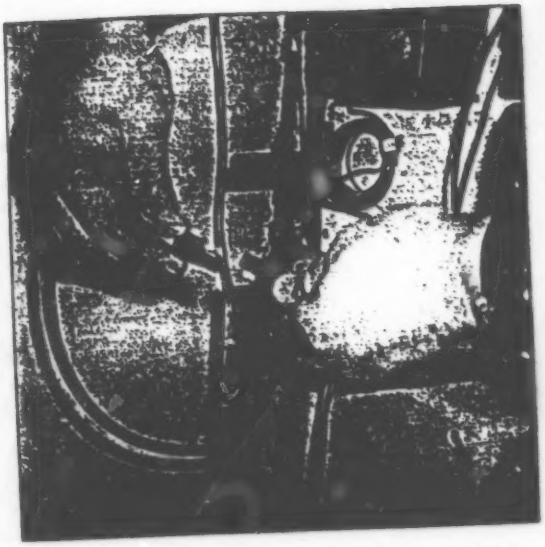
#6C: VOUS DEVREZ COUPER LÉGÈREMENT LA PARTIE HORIZONTALE DU SUPPORT POUR PERMETTRE LE PASSAGE DE LA TUYAUTERIE (EN BLEU).



#7A-CONNEXION ENTRE POMPES ET CAPTEU

B-CONNEXION ENTRE RESERVOIR TAMPON ET RESERVOIR DE STOCKAGE

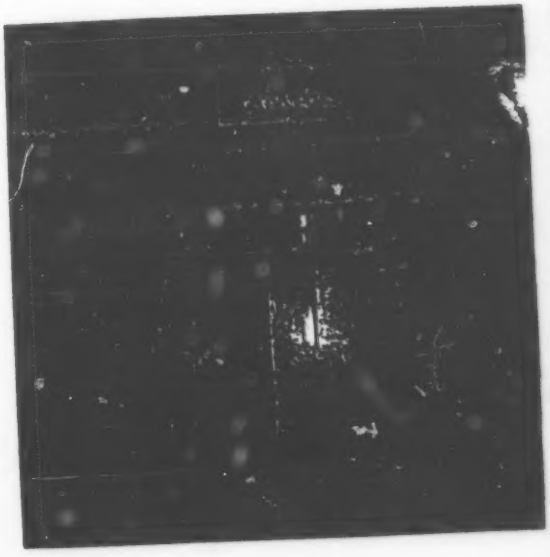
#8- INSÉREZ LES DEUX SONDES DANS LES BLOCS SPECIAUX ET SERREZ LES BOULONS.
(SONDES DES AQUASTATS PENN)

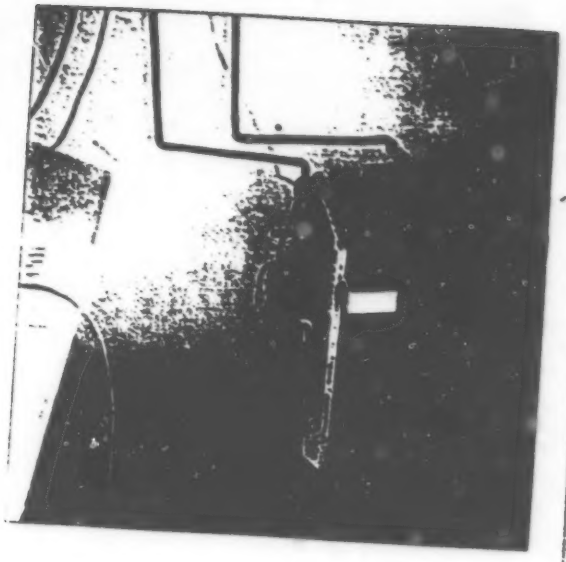
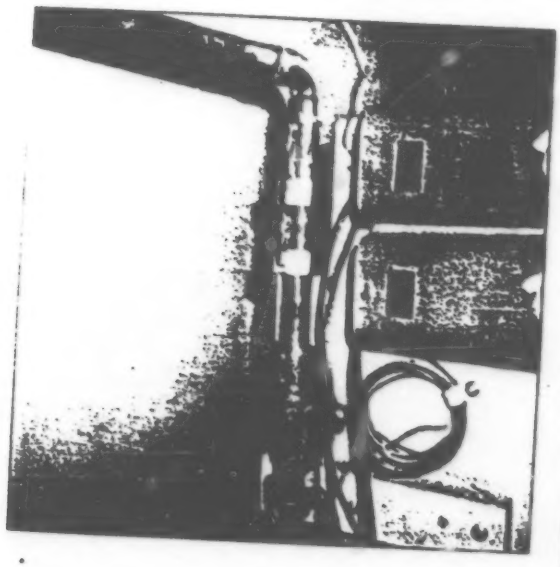


#9- BRANCHEMENT DES PANNEAUX P.V. AUX SYSTÈMES DE CONTRÔLE

FAIRE LES <u>DEUX</u> BRANCHEMENTS

VUE D'ENSEMBLE DU SYSTÈME SOLAIRE P.V./THERMIQUE





POUR FL
VA